

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Інститут енергозбереження та енергоменеджменту  
Кафедра електропостачання**

«На правах рукопису»  
УДК \_\_\_\_\_

«До захисту допущено»  
Завідувач кафедри  
\_\_\_\_\_ В.А. Попов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**Магістерська дисертація**

**на здобуття ступеня магістра**

**зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
спеціалізації Системи електропостачання**

**на тему: «Багатоцільова компенсація реактивної потужності в  
розподільних електричних мережах міст»**

Виконала:

студентка VI курсу, групи ОЕ-61м

Мацкевич Юлія Максимівна

Керівник:

д.т.н., проф. Зорін В. В.

Консультант з нормоконтролю:

ас. Прокопенко І.Д.

Рецензент:

д.т.н., доц. Зайченко С. В.

Засвідчую, що у цій магістерській  
дисертації немає запозичень з праць  
інших авторів без відповідних  
посилань.

Студентка \_\_\_\_\_

Київ – 2018 року

## РЕФЕРАТ

**Структура й обсяг дисертації.** Дисертація викладена на 150 сторінках, складається зі вступу, 4 розділів, висновку. У роботі міститься 33 рисунки, 28 таблиць, 99 формул, список використаних джерел із 43 найменувань. При виконанні дисертації використовувалося програмне забезпечення MS Excel.

**Актуальність теми.** В даний час проблема компенсації реактивної потужності у споживачів є актуальною темою. Стрімкий розвиток сучасної техніки і технологій зумовлює зростання електроспоживання в побутовому секторі. При нормальних робочих умовах всі споживачі електричної енергії, режим яких супроводжується постійним виникненням електромагнітних полів (електродвигуни пральних машин і кондиціонерів, блоки живлення комп'ютерів, люмінесцентні лампи та інше), навантажують мережу як активною, так і реактивною складовими повної споживаної потужності. З огляду на високу щільність комунально-побутового навантаження, постійна наявність перетоків потужності реактивної складової призводить до значних втрат електроенергії в розподільних мережах великих міст. У розподільних мережах комунально-побутових споживачів пристрої компенсації реактивної потужності застосовуються недостатньо, хоча за обсягами споживання цей сектор вже займає друге місце після промисловості.

**Мета і задачі дослідження.** Метою дослідження є підвищення ефективності функціонування розподільних електричних мереж міст шляхом зменшення втрат потужності та оптимізації режиму напруги.

Задачі дослідження:

- провести аналіз проблемних питань в розподільних електричних мережах міст та розглянути можливі шляхи їх вирішення;

- провести аналіз компенсуючих пристроїв, їх характеристик для забезпечення управління реактивною потужністю в електричній мережі;
- формування критеріїв для визначення оптимальних місць встановлення компенсуючих пристроїв;
- формування методики вирішення задачі багатоцільової компенсації реактивної потужності.

**Об'єкт дослідження** – режим роботи розподільної електричної мережі міст.

**Предмет дослідження** – моделі та методи оптимізації місць установки та потужності компенсуючих пристроїв, які вирішують проблему компенсації реактивної потужності в електричній мережі та задачі енергозбереження: підвищення пропускної здатності елементів мережі; зниження втрат потужності та електроенергії; покращення показників якості електроенергії.

**Методи дослідження.** Аналітичний метод – для проведення аналізу інформаційного середовища, виявлення характеристик, які можуть бути використані. Багатовимірні методи – для аналізу ситуації та формування рішення, яке вирішує проблему компенсації реактивної потужності. Детерміновані методи – для пошуку оптимального місця встановлення компенсуючих пристроїв. Методи емпіричного дослідження – для проведення аналізу змін характеристик предмета дослідження під впливом сторонніх факторів.

### **Наукова новизна одержаних результатів.**

1. Розроблено вдосконалений метод визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів на основі даних вимірювань втрат напруги на характерних ділянках схеми електричної мережі.

2. Проведено аналіз, детальний огляд та систематизація моделей та методів оптимізації вибору місць установки та потужності батарей конденсаторів у порядку від найскладнішого до найпростішого.

3. Запропоновано новий підхід до розв'язання оптимізаційної задачі КРП в лініях стояків висотних будівель шляхом еквівалентування лінії з рівномірно розподіленим навантаженням в магістральну з глухим підключенням навантажень в центрі кожної ділянки.

**Практичне значення одержаних результатів.** У магістерській дисертації отримано наукові результати, які мають цінність у підвищенні ефективності функціонування розподільних електричних мереж міст шляхом зменшення втрат потужності, електроенергії, підвищенні пропускної здатності, підвищенні cos $\phi$  та оптимізації режиму напругу за допомогою багатоцільової компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах міст.

**Апробація результатів дисертації.** Результати досліджень, викладені у дисертаційній роботі, було висвітлено на V Міжнародній науково-технічній та навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS» (Київ, 17–19 квітня 2018 р.).

**Публікації.** Матеріали дисертаційної роботи відображено у двох публікаціях:

Зорін В. В., Мацкевич Ю. М. Проблема компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах. V Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція *Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку* (PEMS'18). Київ, 17–19 квітня 2018 р. С. 86–87.

Зорін В. В., Мацкевич Ю. М. Компенсація реактивної потужності у стояках висотних будівель. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. №1. С. 22–30.

**Ключові слова:** компенсація реактивної потужності, конденсаторні батареї, втрати потужності, режим напруги, багатоцільова оптимізація.

## ABSTRACT

**Structure and volume of the dissertation.** The thesis is presented on 150 pages, consists of an introduction, 4 chapters, a conclusion. The work contains 33 drawings, 28 tables, 99 formulas, list of used sources of 43 titles. MS Excel software was used during the dissertation.

**Actuality of theme.** At present, the problem of compensation of reactive power from consumers is an urgent topic. The rapid development of modern technology and technology leads to an increase in electricity consumption in the domestic sector. Under normal operating conditions, all consumers of electric energy, mode which is accompanied by the constant occurrence of electromagnetic fields (electric motors washing machines and air conditioners, power supply computers, fluorescent lamps, etc.), load the network as active and reactive components of the total power consumption. Given the high density of municipal utilization, the constant presence of overflows of the power of the reactive component leads to significant losses of electricity in the distribution networks of large cities. In distributive networks of communal consumers, devices for compensation of reactive power are not used sufficiently, although by volume of consumption, this sector is already second only to industry.

**The purpose and tasks of the study.** The purpose of the research is to increase the efficiency of functioning of distribution electric networks of cities by reducing power losses and optimizing the voltage regime.

Research objectives:

- to analyze the problem issues in the distributive electric networks of cities and consider possible ways of their solution;
- to analyze the compensating devices, their characteristics for ensuring reactive power management in the electric network;
- Formation of criteria for determining the optimal places for installing compensating devices;

- formation of a method for solving the multi-purpose compensation of reactive power.

**The object of the study** is the operation of the distributive electric network of cities.

**Subject of research** - models and methods of optimization of installation sites and capacities of compensating devices, which solve the problem of compensation of reactive power in the electric network and the task of energy saving: increasing the bandwidth of network elements; reduction of power and power losses; improvement of electricity quality indicators.

**Research methods.** Analytical method - for analysis of the information environment, identifying characteristics that can be used. Multidimensional methods - to analyze the situation and formulate a solution that solves the problem of compensation of reactive power. Deterministic methods - to find the optimal place for installing compensating devices. Methods of empirical research - to analyze the changes in the characteristics of the subject of research under the influence of external factors.

**Scientific novelty of the obtained results.**

1. An improved method of determining the installation locations and power capacitors of the capacitors is developed on the basis of measurement data of voltage losses on the characteristic sections of the circuit of the electrical network.

2. An analysis, detailed review and systematization of models and methods of optimization of the choice of installation sites and capacity of capacitors batteries are carried out in order from the most complicated to the simplest.

3. A new approach is proposed for solving the optimization problem of PFCs in the lines of risers of high-rise buildings by equating a line with evenly distributed load in the trunk with deaf connection of loads in the center of each site.

**The practical value of the results.** The master's thesis received scientific results which have value in increasing the efficiency of functioning of distributive electric networks of cities by reducing losses of power, electricity, increase of

bandwidth, increase of  $\cos\varphi$  and optimization of voltage regime with the help of multi-purpose compensation of reactive power in distributive electrical networks of cities.

**Approbation of the results of the dissertation.** The results of the research presented in the dissertation work were highlighted at the V International Scientific, Technical and Educational-Methodical Conference "Energy Management: Status and Prospects of Development - PEMS" (Kyiv, April 17-19, 2018).

**Publications.** The materials of the dissertation are presented in two publications:

Zorin V.V., Matskevich Y.M. Problem of compensation of reactive power in urban electric networks. V International Scientific, Technological and Methodological Conference Energy Management: State and Development Prospects (PEMS'18). Kyiv, April 17-19, 2018 Pp. 86-87.

Zorin V.V., Matskevich Yu.M. Compensation of reactive power in risers of high-rise buildings. Power engineering: economics, technology, ecology. 2018. No. 1. Pp. 22-30.

**Key words:** *reactive power compensation, condenser batteries, power losses, voltage regime, multipurpose optimization.*

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	11
ВСТУП.....	13
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ З ПИТАНЬ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	16
1.1 Аналіз ситуації щодо компенсації реактивної потужності в мережах України.....	16
1.2 Аналіз питання компенсації реактивної потужності у науковій та технічній літературі.....	17
1.3 Шляхи вирішення проблеми компенсації реактивної потужності.....	43
Висновки.....	44
РОЗДІЛ 2 ПРОБЛЕМА КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	45
2.1 Загальні відомості.....	45
2.2 Баланс активної та реактивної потужності.....	48
2.3 Збиток із-за перетоків реактивної потужності.....	51
2.4 Визначення витрат на передачу реактивної потужності по електричній мережі.....	54
2.5 Витрати на генерацію реактивної потужності за допомогою ДРП.....	57
2.6 Економічний аспект компенсації реактивної потужності.....	59
2.7 Оптимальний розподіл потужності батарей конденсатів до 1000В в радіальній та магістральній мережі.....	60
2.8 Вибір місця установки батарей конденсаторів в мережах з рівномірно розподіленим навантаженням.....	63
2.9 Вибір місць установки і потужності комплектних батарей конденсаторів за умовами режиму напруги.....	65
2.10 Вибір місць установки і потужності комплектних батарей конденсаторів на основі системного підходу.....	69



2.11 Підвищення пропускної здатності ліній електропередач за допомогою засобів компенсації реактивної потужності.....	76
2.12 Підвищення пропускної здатності шляхом заміни існуючої лінії на один стандартний переріз та використання компенсації реактивної потужності, з отриманням ефекту збільшення пропускної здатності від заміни існуючої лінії на два стандартних перерізи.....	84
Висновки.....	86
<b>РОЗДІЛ 3 МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ ВИБОРУ МІСЦЬ УСТАНОВКИ ТА ПОТУЖНОСТІ БАТАРЕЙ КОНДЕНСАТОРІВ.....</b>	<b>87</b>
3.1 Вирішення задач компенсації реактивної потужності методом не визначених множників Лагранжа.....	87
3.2 Вирішення задач компенсації реактивної потужності методом покоординатного спуску.....	91
3.3 Вирішення задач компенсації реактивної потужності методом динамічного програмування.....	93
3.4 Оптимізація конденсаторних батарей в розподільних мережах за умовою режиму напруги.....	99
3.5 Багатоцільова оптимізація місць розрізу мережі.....	110
3.6 Струмопроводи з відносно рівномірно розподіленим навантаженням.....	117
3.6.1 Установка конденсаторів в одній точці струмопроводів.....	117
3.6.2 Установка конденсаторів в двох та більше точках струмопроводу..	123
3.7 Компенсація реактивної потужності у стояках висотних будівель.....	127
Висновки.....	135
<b>РОЗДІЛ 4 РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ.....</b>	<b>136</b>
4.1 Опис ідеї проекту компенсації реактивної потужності у побутових споживачів.....	136
4.2 Технологічний аудит проекту.....	138
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....	139
4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту.....	141

4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту.....	141
Висновки.....	143
ВИСНОВКИ.....	144
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	146

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

КРП – компенсація реактивної потужності

СТАТКОМ – статичний синхронний компенсатор реактивної потужності

ТП – трансформаторна підстанція

КУ – конденсаторні установки

СКРМ – статичні компенсатори реактивної потужності

РП – реактивна потужність

ЛЕП – лінії електропередач

БК – батарея конденсаторів

СД – синхронний двигун

ВБК – високовольтні батареї конденсаторів

НБК – низьковольтні батареї конденсаторів

АСГ – асинхронізований генератор

СТК – статичні тиристорні компенсатори

БСК – батареї статичних конденсаторів

FACTS – системи гнучкого регулювання передачі електроенергії змінного струму

IGCT – замикаючі тиристори

IGBT – керовані біполярні транзистори

ССПК – синхронний статичний поздовжній компенсатор реактивної потужності на базі перетворювача напруги

ОРПП – об'єднаний регулятор потоків потужності

ФПП – фазоповоротний пристрій

АСК – асинхронізований синхронний компенсатор, в тому числі з маховиком

АС ЕМПЧ – асинхронізований синхронний електромеханічний перетворювач частоти

ВФТ – фазооборотний трансформатор

СК – синхронний компенсатор

СЕП – системи електропостачання

ДРП – джерело реактивної потужності

РП – розподільний пункт

ПЛ – повітряна лінія

КЛ – кабельна лінія

ОСББ – об'єднання співвласників багатоквартирного будинку

## ВСТУП

**Актуальність теми.** В даний час проблема компенсації реактивної потужності у споживачів є актуальною темою. Стрімкий розвиток сучасної техніки і технологій зумовлює зростання електроспоживання в побутовому секторі. При нормальних робочих умовах всі споживачі електричної енергії, режим яких супроводжується постійним виникненням електромагнітних полів (електродвигуни пральних машин і кондиціонерів, блоки живлення комп'ютерів, люмінесцентні лампи та інше), навантажують мережу як активною, так і реактивною складовими повної споживаної потужності. З огляду на високу щільність комунально-побутового навантаження, постійна наявність перетоків потужності реактивної складової призводить до значних втрат електроенергії в розподільних мережах великих міст. У розподільних мережах комунально-побутових споживачів пристрої компенсації реактивної потужності застосовуються недостатньо, хоча за обсягами споживання цей сектор вже займає друге місце після промисловості.

**Мета і задачі дослідження.** Метою дослідження є підвищення ефективності функціонування розподільних електричних мереж міст шляхом зменшення втрат потужності та оптимізації режиму напруги.

Задачі дослідження:

- провести аналіз проблемних питань в розподільних електричних мережах міст та розглянути можливі шляхи їх вирішення;
- провести аналіз компенсуючих пристроїв, їх характеристик для забезпечення управління реактивною потужністю в електричній мережі;
- формування критеріїв для визначення оптимальних місць встановлення компенсуючих пристроїв;

– формування методики вирішення задачі багатоцільової компенсації реактивної потужності.

**Об'єкт дослідження** – режим роботи розподільної електричної мережі міст.

**Предмет дослідження** – моделі та методи оптимізації місць установки та потужності компенсуючих пристроїв, які вирішують проблему компенсації реактивної потужності в електричній мережі та задачі енергозбереження: підвищення пропускної здатності елементів мережі; зниження втрат потужності та електроенергії; покращення показників якості електроенергії.

**Методи дослідження.** Аналітичний метод – для проведення аналізу інформаційного середовища, виявлення характеристик, які можуть бути використані. Багатовимірні методи – для аналізу ситуації та формування рішення, яке вирішує проблему компенсації реактивної потужності. Детерміновані методи – для пошуку оптимального місця встановлення компенсуючих пристроїв. Методи емпіричного дослідження – для проведення аналізу змін характеристик предмета дослідження під впливом сторонніх факторів.

#### **Наукова новизна одержаних результатів.**

4. Розроблено вдосконалений метод визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів на основі даних вимірювань втрат напруги на характерних ділянках схеми електричної мережі.

5. Проведено аналіз, детальний огляд та систематизація моделей та методів оптимізації вибору місць установки та потужності батарей конденсаторів у порядку від найскладнішого до найпростішого.

6. Запропоновано новий підхід до розв'язання оптимізаційної задачі КРП в лініях стояків висотних будівель шляхом еквівалентування лінії з

рівномірно розподіленим навантаженням в магістральну з глухим підключенням навантажень в центрі кожної ділянки.

**Практичне значення одержаних результатів.** У магістерській дисертації отримано наукові результати, які мають цінність у підвищенні ефективності функціонування розподільних електричних мереж міст шляхом зменшення втрат потужності, електроенергії, підвищенні пропускної здатності, підвищенні cos $\phi$  та оптимізації режиму напругу за допомогою багатоцільової компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах міст.

**Апробація результатів дисертації.** Результати досліджень, викладені у дисертаційній роботі, було висвітлено на V Міжнародній науково-технічній та навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – *PEMS*» (Київ, 17–19 квітня 2018 р.).

**Публікації.** Матеріали дисертаційної роботи відображено у двох публікаціях:

Зорін В. В., Мацкевич Ю. М. Проблема компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах. V Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція *Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку* (PEMS'18). Київ, 17–19 квітня 2018 р. С. 86–87.

Зорін В. В., Мацкевич Ю. М. Компенсація реактивної потужності у стояках висотних будівель. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. №1. С. 22–30.

## РОЗДІЛ 1

### ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ З ПИТАНЬ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

#### 1.1 Аналіз ситуації щодо компенсації реактивної потужності в мережах України

Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і з районними та магістральними електричними мережами. Тому стан та функціонування розподільних електричних мереж впливають на показники надійності, якості і ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України. Протяжність електричних мереж таких класів напруги на сьогодні в Україні складає: 0,4 кВ – 449832 км; 6-10 кВ – 332568 км і має тенденцію до щорічного зростання.

В наш час споживання електроенергії збільшується з кожним роком і не через збільшення кількості промислових підприємств, а із-за накопичення електронних пристроїв, які використовує кожна середньостатистична людина. В містах непинно зростає територіальна щільність навантаження, яка вже сягає в центрі Києва до 9...10 МВт/км<sup>2</sup> (середній по Києву 2,4 МВт/км<sup>2</sup> та 3,6 МВАр/км<sup>2</sup>) [1], і як наслідок, підвищуються втрати електроенергії. В зв'язку зі значними втратами електроенергії в електричних мережах енергосистеми України, які сягають до 12...15 % від загального обсягу виробленої електроенергії, в тому числі у розподільних мережах – 6...9 % необхідним та актуальним є підвищення енергоефективності розподільних мереж. Зростання попиту на електроенергію визначає необхідність збільшення пропускної спроможності існуючих мереж та зменшення втрат електроенергії в них як вагомих факторів ефективності



функціонування. В умовах постійного та об'єктивного зростання рівня тарифів для кінцевого споживача стає важливою проблема покращення якості послуг, яку він отримує у вигляді надійного, безперебійного електропостачання. Вирішення проблеми якісного електропостачання в розподільних електричних мережах ґрунтується на використанні сучасного електрообладнання, забезпеченні необхідних перетоків потужностей засобами регулювання та компенсації.

Проблема компенсації реактивної потужності завжди займала важливе місце в загальному комплексі питань підвищення ефективності передачі, розподілу та споживання електричної енергії [2]. За оцінками експертів, причинами виникнення та розвитку найбільших аварій і технологічних порушень в енергосистемах і енергооб'єднаннях різних країн, що призвели до відключення значного обсягу споживачів, є, зокрема, дефіцит реактивної потужності в енергооб'єднаннях і недостатня потужність встановлених джерел реактивної потужності. Таким чином, вирішення питань компенсації реактивної потужності є одним з аспектів як енергозбереження, так і надійності електропостачання в міських електричних мережах [3]. У зв'язку з цим останнім часом в Україні значно виріс інтерес до питань компенсації реактивної потужності.

## **1.2 Аналіз питання компенсації реактивної потужності у науковій та технічній літературі**

Питанням компенсації реактивної потужності завжди приділялась увага але з кожним роком питання компенсації реактивної потужності стає ще більш актуальним. Це пов'язано зі зростанням споживання електроенергії та ефективністю роботи енергосистеми в цілому. Зазвичай проблеми компенсації реактивної потужності розглядались для промислових споживачів але на сьогодні є актуальним розгляд питання щодо побутових споживачів. За останні 10-15 років проведено багато досліджень у вирішенні

питань компенсації реактивної потужності та запропоновано нові методи, підходи, алгоритми, засоби та пристрої щодо вирішення цього питання. Наприклад, авторами Лоскутов А. Б., Еремін О. И. описується багатоцільова оптимізація компенсації реактивної потужності в електричних мережах [4]. У даній статті розглядається проблема оптимізації компенсації реактивної потужності (КРП) в мережі електропостачання промислового підприємства, рішення якої полягає у визначенні необхідного місця розташування пристроїв КРП і значень шунтуючих ємностей. Запропоновані авторами еволюційні алгоритми багатоцільової оптимізації одночасно і незалежно оптимізують кілька параметрів, перетворюючи найбільш традиційні обмеження в нові цільові функції, що більш природно для реальних завдань. В результаті може бути знайдено безліч рішень, близьких до оптимальних (до безлічі Парето), що дозволяє вибрати компромісний варіант. Отже, запропонований алгоритм дозволяє при невеликих витратах часу отримати кілька оптимальних варіантів КРП.

В роботі авторів Ф. П. Говоров, В. А. Перепеченный, В. Ф. Говоров говориться про те, що останнім часом в Україні, а так само державах ближнього і дальнього зарубіжжя значно виріс інтерес до питань компенсації реактивної потужності, який вважають найважливішим фактором енергозбереження. Тільки по Україні усунення перетоків реактивної потужності в мережах в змозі забезпечити щорічну економію близько 150 млрд. кВт·год електричної енергії [5]. Оцінка реального стану в діючих мережах свідчить неухильне зростання чисельності міського населення, насичення побуту електроприладами і розширення обсягу послуг, що надаються населенню, зумовило щорічне зростання електроспоживання міст при випереджаючому зростанні споживання реактивної потужності, викликаному зростанням дрібнодвигуним навантаження. Крім того, за останні роки виявилися тенденції зростання кількості малих одно- і двозмінних підприємств з приєднаною потужністю до 100 кВт·А, які не

оснащені пристроями компенсації реактивної потужності, чим значно погіршують коефіцієнт потужності в мережі. Аналогічне можна сказати і щодо комунально-побутового сектора, значну частку навантаження якого складають освітлювальні розрядні лампи. Широке застосування таких ламп для освітлення громадських будівель і комунально-побутових установ в значній мірі збільшило перетоки реактивної потужності в мережах. Автори статі [5] приділяють увагу досвіду розвинених країн та пропонують скористатись такими сучасними пристроями як СТАТКОМ, вольтододатні трансформатори, FACTS.

Редакцією бюлетеня «Енергорада» опублікована стаття, в якій розглядається питання енергозбереження при компенсації реактивної потужності у споживача [6]. Мова йдеться про те, що передача реактивної потужності від генераторів по електричній мережі до споживачів викликає в мережі витрати активної потужності у вигляді втрат і додатково завантажує елементи електричної мережі, знижуючи їх загальну пропускну здатність. При проведенні заходів з енергозбереження повинні розглядатися механізми компенсації реактивної потужності безпосередньо в індукційних приймачах енергії або у споживачів, тому що реактивна потужність, як і активна, враховується в тарифі за електроенергію, за зростання її споживання платить абонент. У розподільних мережах комунально-побутових споживачів, що містять переважно однофазне навантаження, пристрої компенсації реактивної потужності застосовуються вкрай рідко, але витрати електроенергії в житловому секторі збільшуються, тому розгляд питання установки пристроїв компенсації у таких абонентів стає актуальною темою.

А. І. Дорошенко, Ю. А. Савранский розглядають компенсацію реактивної потужності міських електричних мереж 0,4 кВ [7]. Незважаючи на те, що в побуті міського населення широко застосовуються електроприймачі зі значною реактивною потужністю, нормативні документи з проектування електропостачання комунально-побутових споживачів не рекомендують

застосування пристроїв компенсації реактивної потужності в міських мережах. Але дослідження, проведені в діючих міських електричних мережах за допомогою електронних лічильників електроенергії, вказують на необхідність застосування в міських мережах пристроїв компенсації реактивної потужності, що, безумовно, підвищить якість електропостачання міських споживачів і продовжить термін безвідмовної служби цих мереж до наступної реконструкції. Метою роботи авторів було визначення можливості економічно доцільного застосування регульованої компенсації реактивної потужності міських мереж і ТП - 6 (10)/0,4 кВ за допомогою сучасних конденсаторних установок (КУ) номінальною напругою конденсаторів 0,4 кВ для зазначених вище міських трансформаторних підстанцій. Вирішення задачі було розглянуто в трьох аспектах: технічному, економічному та фінансовому. Автори дійшли висновку, що в міських електричних мережах існують суттєві перетоки реактивної електроенергії, які економічно, доцільно зменшати за допомогою регульованих конденсаторних установок 0,4 кВ. При вирішенні питань компенсації реактивної потужності виникає фінансовий аспект. На цю тему також фахівцями ведуться дискусії.

Особливості впровадження компенсуючих установок у електричні мережі споживачів у сучасних економічних умовах описані авторами А. О. Демов, О. Д. Демов, А. Ж. Войнаровський, О. П. Паламарчук [8]. Існуючі методи розрахунку плати за реактивну енергію не повною мірою враховують нові економічні відносини між енергосистемою та споживачами електроенергії. Фізичною основою існуючих методів розрахунку компенсації реактивної потужності є системний підхід, на основі якого ці розрахунки потрібно проводити одночасно як для мереж енергосистеми, так і споживачів. У ринкових умовах між енергосистемою та споживачами склалися нові економічні відносини, що ускладнює реалізацію цього підходу під час практичних розрахунків. Таким чином, виникає необхідність розроблення спрощеного методу розрахунку впровадження компенсуючих

установок. Підприємству в сучасних економічних умовах доцільно вкладати в компенсацію такі кошти, які забезпечили б економічну ефективність більшу, ніж ефективність вкладення коштів в інші виробничі та комерційні операції. Нормований коефіцієнт потужності повинен враховувати віддаленість споживачів від джерел реактивної потужності і може визначатись на основі системного підходу з урахуванням загальнодержавних інтересів. За нижчих значень нормованої величини споживач платить надбавку до тарифу, за вищих – одержує знижку до тарифу. Необхідно відзначити, що подібні принципи стимулювання, впровадження компенсуючих установок з боку енергосистеми певною мірою використовуються і в існуючих методиках розрахунку плати за реактивну енергію в Україні, використовуючи цей підхід, будь-яке підприємство може знайти таку величину і місце встановлення компенсуючих установок в мережі підприємства, які відповідали б його економічних інтересам.

Професор В. В. Зорін та Р. А. Буйний запропонували новий підхід «відрегулювати» економічні взаємини споживачів та постачальника електричної енергії в рамках важливої технічної задачі - підвищення надійності електропостачання [9]. А саме: поділ споживачів на 3 види дозволяє роз'яснити кількісну сторону договірних відносин. На сучасному етапі споживач електричної енергії в праві вимагати певний рівень надійності (економічно оправданий), а електропередавальна організація, в свою чергу, повинна вилучати надбавку до тарифу за його наднормований рівень. Величина понад тарифна повинна повністю покривати витрати на підвищення надійності електропостачання (інвестиції споживача в мережу). Все викладене вище стосується випадку, коли споживач вимагає певного рівня надійності. Однак можлива ситуація, коли споживача не цікавлять його кількісні показники надійності. У такій ситуації електропередавальна організація може інвестувати лише свої фінансові кошти в підвищення надійності. Приведені наступні висновки. У зв'язку з неадекватністю збитків

споживачів з існуючою компенсацією за ненадійність електропостачання пропонується система взаємовідносин між споживачами і постачальниками електричної енергії: 1) за договірний (наднормований) рівень надійності споживач повинен платити надбавку до тарифу; 2) при недотриманні договірних зобов'язань, постачальник електричної енергії зобов'язаний виплачувати штраф за недовідпуск енергії в розмірі завданих збитків (знижка до тарифу); 3) електропередавальна організація вкладає свої кошти в підвищення надійності з метою отримання прибутку за рахунок додаткової відпустки електроенергії споживачам.

В. В. Кузьмін, И. Г. Кірісов, С. В. Малінін провели аналіз засобів компенсації реактивної потужності в електричних мережах України. Рациональна (оптимальна) компенсація реактивної потужності в промислових електромережах включає в себе широкий комплекс питань, спрямованих на підвищення економічності роботи електроустановок, поліпшення якості споживаної електроенергії, включає методи вибору і розрахунку компенсуючих пристроїв, виходячи з умов виконання завдань енергосистеми. Важливими і до кінця не вирішеними є питання визначення місця установки компенсуючих пристроїв і вибору їх виду, раціональної і безпечної експлуатації та захисту. У стадії розробки знаходяться питання автоматичного регулювання реактивної потужності в промислових електромережах, а створення цілеспрямованого наукового підходу до розробки і вирішення з мінімумом похибки адекватної математичної моделі системи раціональної компенсації реактивної потужності. Якщо велика частина активної потужності споживається електроприймачами і лише незначна губиться в елементах мережі та електроустаткування, то втрати реактивної потужності в елементах мережі можуть бути порівнянні з реактивною потужністю, споживаної електроприймачами. З 100% реактивної потужності, що виробляється в енергосистемі, 22% втрачається в підвищуючих трансформаторах електростанцій і в підвищуючих

автотрансформаторах на підстанціях 110-750 кВ енергосистеми, 6,5% втрачається в лініях районних мереж системи, 13,5% становлять втрати в понижуючих трансформаторах і лише 58% з усієї виробленої реактивної потужності доводяться на шини 6-10 кВ споживачів. Автори в своїй статті [10] описують кілька видів заходів, а саме заходи, що проводяться по компенсації реактивної потужності експлуатованих або проєктованих електроустановок споживачів; заходи першої групи спрямовані на зниження споживання реактивної потужності і повинні розглядатися в першу чергу, оскільки для їх здійснення, як правило, не потрібно значних капітальних витрат; заходи, пов'язані із застосуванням пристроїв, що компенсують. Статичні компенсатори реактивної потужності (СКРП) є перспективним засобом раціональної компенсації реактивної потужності. СКРП забезпечують одночасно компенсацію реактивної потужності основної частоти, фільтрацію вищих гармонійних, компенсацію змін напруги, а також симетрування напруги мережі. При наявності швидких і різкозмінних навантажень стає перспективним застосування статичних компенсаторів реактивної потужності, що забезпечують практичну можливість безінерційного регулювання реактивної потужності. При цьому поліпшуються умови статичної стійкості енергосистеми в цілому, що забезпечує додаткову економію за рахунок підвищення техніко-економічних показників роботи електроустановок.

Сучасні методи і пристрої компенсації реактивної потужності в побутових системах електроспоживання описані в роботі А. П. Лазуренко, Ю. В. Прохоренко. Стрімкий розвиток сучасної техніки і технологій зумовлює зростання електроспоживання в побутовому секторі. У розподільних мережах комунально-побутових споживачів, що містять переважно однофазну, комутуючу за індивідуальним режимом навантаження, пристрої компенсації реактивної потужності застосовуються ще недостатньо, хоча за обсягами споживання в Україні цей сегмент навантаження впевнено

посідає друге місце після промисловості. Авторами проведено дослідження параметрів міської розподільної мережі в м. Харків [11]. Як показує обробка графіків навантаження, знятих на введенні багатоквартирного житлового будинку, що протягом доби середнє значення коефіцієнта потужності  $\cos \varphi$  змінюється від 0,88 до 0,97, а по фазні - від 0,84 до 0,99. Велике споживання реактивної потужності також спостерігається і фіксується на міських підстанціях. Класичним вирішенням даної проблеми в розподільних мережах є компенсація реактивної потужності у споживача шляхом установки у нього додаткових джерел реактивної потужності, наприклад, статичних конденсаторів. Складність вирішення даного питання багато в чому пов'язана з нерівномірним споживанням реактивної потужності по окремих фаз, що ускладнює застосування традиційних для промислових мереж установок компенсації реактивної потужності. Для вирішення завдання по компенсації реактивної потужності необхідно проводити роботу в кілька етапів, які запропоновані авторами: 1. Централізована (загальна) компенсація, яка проводиться на підстанціях і включає в себе проведення моніторингу показників якості електроенергії, вирівнювання фаз, фільтрацію струму і установку конденсаторів реактивної потужності; 2. Індивідуальна (точкова) компенсація проводиться на рівні кожної квартири або паралельно навантаженні, за допомогою підключення установок компенсації реактивної потужності (косинусного конденсатора невеликої ємності). Компенсувати реактивну потужність можливо синхронними конденсаторами, косинусними конденсаторами (конденсаторними установками), шунтуючими реакторами, фільтрами вищих гармонік, статичними тиристорними конденсаторами. Застосування обладнання для компенсації реактивної потужності повністю залежить від місця і мети його установки. Автори прийшли до висновку, що в розподільних мережах комунально-побутових споживачів, що містять переважно однофазне навантаження, пристрої компенсації реактивної потужності застосовуються вкрай рідко, але витрата електроенергії в



житловому секторі збільшується, тому розгляд установки пристроїв компенсації у таких абонентів стає актуальною темою.

О. В. Соломчак запропонував методику вибору та виконав порівняння варіантів компенсації реактивної потужності у своїй роботі [12]. Навантаження підприємств звичайно має індуктивний характер, який спричиняє споживання реактивної потужності. Ця потужність у свою чергу спричиняє такі негативні явища, як збільшення плати за спожиту електроенергію, додаткові втрати в струмопровідних елементах, завищення потужності трансформаторів, перерізів кабелів і провідників, відхилення напруги в мережі від номінального значення. Для зменшення негативного впливу реактивної електроенергії використовують компенсацію реактивної потужності. Як джерела реактивної потужності використовують синхронні двигуни в режимі перезбудження, нерегульовані і регульовані конденсаторні установки високої та низької напруг, статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності. Сучасні конденсаторні батареї характеризуються високою надійністю роботи. Використання сучасних матеріалів дало змогу зменшити габаритні розміри конденсаторів. За місцем приєднання розрізняють такі схеми компенсації: загальна, групова, індивідуальна. Найбільш ефективними є засоби автоматичного регулювання потужності компенсуючих пристроїв – автоматичні регулятори потужності конденсаторних установок, або автоматичні регулятори збудження синхронних двигунів. Автор зазначає, що останнім часом для керування конденсаторними установками широко застосовуються мікропроцесорні регулятори, які використовують оптимальні алгоритми роботи з мінімальним числом комутацій. Використовуючи ступені конденсаторів різної потужності, вони зводять до мінімуму споживання реактивної електроенергії. Техніко-економічне порівняння варіантів обліку реактивної електроенергії дало змогу зробити такі висновки: 1. Прилади обліку реактивної електроенергії доцільно встановлювати на межі розділу балансової

належності електромереж. 2. Встановлення приладів обліку споживання та генерації реактивної електроенергії має однозначну перевагу порівняно з розрахунковим методом оплати, який застосовується за відсутності приладів обліку. 3. Припустимо не встановлювати прилади обліку генерованої електроенергії за відсутності компенсуючих пристроїв. 4. За необхідності встановлення нових приладів обліку споживання та генерації реактивної електроенергії доцільно встановлювати сучасні електронні прилади, які здійснюють облік активної та реактивної електроенергії в обох напрямках. Варіанти компенсації реактивної потужності такі: без компенсації реактивної потужності; групова компенсація нерегульованими низьковольтними конденсаторними батареями; індивідуальна компенсація нерегульованими конденсаторними батареями спареними з електроприймачами; загальна компенсація нерегульованими високовольтними конденсаторними батареями; компенсація конденсаторними батареями, керованими за часом; компенсація автоматичними конденсаторними установками низької напруги; компенсація за допомогою автоматичної системи регулювання реактивної потужності синхронного двигуна; компенсація статичними тиристорними компенсаторами. Знижка плати за споживання та генерацію реактивної електроенергії можлива за умов достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності, наявності зонного обліку спожитої і генерованої електроенергії, виконання споживачем обумовленого електропередавальною організацією добового графіка споживання і генерації електроенергії та наявності його оперативного контролю. Графіки споживання і генерації, а також розміри знижки обумовлюються в договорі. В статті приведений розрахунок нерегульованих компенсуючих пристроїв, регульованих за часом компенсуючих пристроїв, індивідуальної компенсації реактивної потужності, автоматичних конденсаторних установок.

Особливості застосування заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах були описані у роботі А. А. Потребіч, В. І. Ткачов, Д. В. Коваленко, Г. Н. Катренко [13]. Вибір заходів щодо зниження втрат енергії хоча і з об'єктивними труднощами, але відбувається в Україні. Принципово, що відбувається поступове зниження комерційних втрат та у чисельних побутових споживачів. У 2005 році в Україні вже вийшли Методичні вказівки з розрахунку, аналізу втрат енергії і вибору заходів щодо їх зниження в електричних мережах енергосистем, в яких рекомендовано в кінцевому підсумку комплексний і загальносистемний підхід до вибору цих заходів. В даних методичних вказівках можна знайти й огляд питання компенсації реактивної потужності. А саме стимулювання, установка і введення в роботу компенсуючих пристроїв у споживачів, які споживають більше 5000 кВАр·год. У той же час найбільш ефективна установка компенсуючих пристроїв в сільськогосподарських мережах, поруч з побутовими споживачами, що дозволить не тільки знизити втрати енергії, а й, при наявності пристроїв регулювання, підтримувати на шинах споживача задані рівні напруги.

Завдання обстеження системи компенсації реактивної потужності були визначені у роботі Готман В. І., Маркман Г. З., Маркман П. Г. При обстеженні систем компенсації реактивної потужності, як правило ставлять такі завдання: перевірка технічного стану наявних пристроїв; визначення економічно обґрунтованого ступеня КРП; оцінка компенсуючої здібності інших джерел реактивної потужності; аналіз фактичного завантаження елементів електричної мережі; аналіз електромагнітної сумісності компенсуючих пристроїв з системою електропостачання; оцінка впливу компенсуючих пристроїв на режими системи електропостачання та якість електроенергії. Розглянута проблема оптимального розподілу реактивної потужності. Контроль (або вибір) оптимального розподілу потужності компенсуючих пристроїв в електричних мережах здійснюється з метою

забезпечення такого зниження втрат енергії, яке дозволить отримати максимальний економічний ефект при дотриманні всіх технічних умов (обмежень) нормальної роботи електричної мережі і приймачів електроенергії. Для вирішення такого завдання використовуються спеціальні оптимізаційні програми, одна з яких - «Optium», яка представлена та розроблена авторами [14]. Оцінка компенсуючої здібності додаткових джерел реактивної потужності (крім батарей статичних конденсаторів - БК) розглянута авторами на прикладі системи електропостачання Вахского родовища нафти. Наявні синхронні двигуни є потенційними джерелами реактивної потужності. Отримані при обстеженні системи КРП дані про завантаження елементів електричної мережі дозволяють розрахувати втрати РП, оцінити компенсуючу здатність ЛЕП і синхронних двигунів, скласти баланс реактивної потужності. Завантаження устаткування має істотний вплив на споживання РП електричними машинами. Для поліпшення ситуації в якості організаційних заходів можна розглянути можливість залучення підприємств до додаткового споживання РП шляхом відключення частини БК і переведення потужних СД в режим недозбудження. При обстеженні режимів БК в умовах несинусоїдальності напруги виникає необхідність здійснювати оцінку зниження компенсуючого ефекту БК, викликаного зусиллям рівня несинусоїдальності напруги живлення і струму навантаження при її підключенні. Запропоновані підходи до вирішення завдань обстеження ефективності системи КРМ реалізовані на практиці і пройшли апробацію в діючих електричних мережах і системах електропостачання підприємств.

Авторами Вільданов Р.Г., Іонцева О.А., Ісхаков Р.Р., Бікметов А.Г. також розглядалось питання зниження втрат електроенергії за допомогою компенсації реактивної потужності [15]. За статистикою основними споживачами реактивної потужності є електродвигуни змінного струму, переважно асинхронні електродвигуни, на частку яких припадає близько 70% споживаної реактивної потужності, близько 20% споживають

трансформатори. При зниженні коефіцієнта потужності споживачів збільшуються втрати електричної енергії не тільки в живильних мережах, але і в трансформаторах і генераторах, встановлених на електростанціях. Разом з тим при підвищенні коефіцієнта потужності за рахунок зменшення реактивної складової повного струму можливо збільшити його активну складову шляхом підключення додаткових споживачів електроенергії і тим самим забезпечити повне завантаження генераторів і трансформаторів в системі електропостачання виробництва. У даній статті авторами розглянуто розподільну трансформаторну підстанцію на одному з підприємств. У роботі розглянуті два варіанти компенсації реактивної потужності: за допомогою установки високовольтних батарей конденсаторів (ВБК); за допомогою установки низьковольтних батарей конденсаторів (НБК). Для досягнення необхідного коефіцієнта потужності необхідно використовувати конденсаторні установки як на низьковольтній, так і на високовольтній стороні. Авторами наведено розрахунок та вибір високовольтних і низьковольтних конденсаторних батарей. Також діаграми за результатами знятих на виробництві параметрів. Приведені заходи, спрямовані на зниження втрат потужності та електроенергії на прикладі розподільної трансформаторної підстанції заводу. За результатами роботи і розрахунків зроблені наступні висновки. Застосовуючи заходи щодо компенсації реактивної потужності, шляхом установки конденсаторних батарей отримали: збільшення пропускної здатності мереж, в результаті зменшення струму, що протікає через мережу; розвантаження електрообладнання підстанцій; зменшення втрат активної потужності; раціональне використання електричної енергії; моделювання було корисно для оцінки ефективності того чи іншого способу компенсації.

Компенсація реактивної потужності в розподільних мережах на основі розосередженої енергетики розглянута Некрасовим С. А. [16]. У статті показано, що розвиток розосередженої енергетики в Росії дозволить

забезпечити необхідні якість і надійність енергопостачання і знизити мережеві втрати шляхом компенсації реактивної потужності. В останні роки як в містах, так і в сільській місцевості істотно збільшилося споживання реактивної потужності, в тому числі електроприймачами промислових підприємств, електрифікованим залізничним і міським транспортом, торговими, спортивними і розважальними центрами і т. д. Збільшення числа різних електроприводів, стабілізуючих і перетворювальних пристроїв, застосування напівпровідникових перетворювачів призводить до зростання споживаної реактивної потужності переважно в мережах низької напруги, а це в свою чергу впливає на роботу інших електроприймачів, скорочує термін їх служби, створює додаткові втрати електроенергії. Зміна характеру комунально-побутового навантаження в результаті появи нових типів електроприймачів (мікрохвильових печей, кондиціонерів, морозильників, люмінесцентних світильників, пральних і посудомийних машин, персональних комп'ютерів та ін.), які споживають з мережі поряд з активною значну реактивну потужність, також призвело до зростання споживання реактивної потужності. Зростання споживання реактивної потужності привело до ряду негативних наслідків: споживачі стали працювати зі зниженим коефіцієнтом потужності і підвищеним споживанням реактивної потужності з електричної мережі системи електропостачання; зросли перетоки реактивної потужності в системах електропостачання споживачів електричної енергії (розподільних електричних мережах і системоутворюючих лініях електропередачі); виникла проблема підтримки (на рівні не нижче мінімально допустимого) напруги на шинах підстанцій з приєднаним навантаженням. За оцінками експертів, причинами виникнення та розвитку найбільших аварій і технологічних порушень в енергосистемах і енергооб'єднання різних країн, що призвели до відключення значного обсягу споживачів, є, зокрема, дефіцит реактивної потужності в енергооб'єднання і недостатній обсяг встановлених джерел реактивної потужності. Найбільш дієвими для регулювання напруги є пристрої (синхронні компенсатори,

статичні тиристорні компенсатори), здатні як генерувати, так і поглинати реактивну потужність, змінюючи свою потужність в залежності від режиму мережі, в результаті чого з'являється можливість регулювати напругу. Відповідно до Методичних вказівок з метою зниження втрат потужності електроенергії в електричній мережі рекомендується розглядати доцільність установки додаткових пристроїв, що компенсують головним чином безпосередньо у споживачів на напрузі 0,4-10 кВ. Неучасть споживачів в компенсації реактивної потужності власними джерелами і робота зі зниженим коефіцієнтом потужності призводять до зменшення техніко-економічної ефективності систем електропостачання, яка проявилася у виникненні дефіциту реактивної потужності в вузлах навантаження та, як наслідок, - в зниженні напруги на шинах навантажень і підстанцій розподільних електромереж; обмеження пропускної спроможності ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій по активній потужності через необґрунтовану їх завантаженням реактивної потужності; істотне зростання втрат активної потужності в електричних мережах; збільшенні втрат напруги і зниженні запасу статичної стійкості навантаження по напрузі. Під розосередженою генерацією будемо розуміти паралельне з мережею виробництво електроенергії для електропостачання споживачів, розташованих на відстані, на якому можна забезпечити її передачу без трансформації рівня напруги, тим самим знизивши споживання з мережі. Об'єкти розподіленої генерації - це джерела електроенергії, підключення до шин розподільної підстанції (в тому числі на стороні навантаження) і оснащені автоматикою для забезпечення синхронної роботи з енергосистемою, відключення від неї і підтримки автономної роботи. У найбільш складних мережах створення розподіленої генерації доцільно на основі асинхронізованих генераторів (АСГ) - нового класу електричних машин, що володіють рядом переваг в порівнянні з синхронними машинами. Завдяки їм забезпечується більш надійна, стійка і економічна робота електроенергетичної системи в цілому. Основні переваги АСГ в порівнянні з

синхронним і асинхронним генераторами: здатність генерувати напругу постійної частоти при змінній частоті обертання; принципово великі, ніж у синхронних генераторів, межі стійкості; можливість економічного регулювання реактивної потужності при паралельній роботі з мережею. У даній статті автор навів суттєві аргументи на користь розподіленої генерації і зробив висновок: формування максимально наближеної до споживача розподіленої енергетики, що дозволяє знизити втрати в мережах за рахунок компенсації реактивної потужності - один із шляхів підвищення надійності та якості енергопостачання російської глибинки.

Розробка систем компенсації реактивної потужності в умовах міських електричних мереж була проведена С.В. Єршовим та Савицьким І. В. [17]. Рациональна компенсація реактивної потужності призводить до зниження втрат потужності через перетоки реактивної потужності, забезпечення належної якості споживаної електроенергії за рахунок регулювання і стабілізації рівня напруги в електромережах, досягненню високих техніко-економічних показників роботи електроустановок. Проблема компенсації реактивної потужності в електричних системах країни має велике значення з наступних причин: 1) в промисловому виробництві спостерігається випереджаюче зростання споживання реактивної потужності в порівнянні з активною; 2) в міських електричних мережах зросло споживання реактивної потужності; 3) збільшується споживання реактивної потужності в сільських електричних мережах. В даний час приріст споживання реактивної потужності істотно перевершує приріст споживання активної потужності. Відомо, що найбільш економічним засобом для компенсації реактивної потужності є конденсаторні батареї. Але в мережах з підвищеним вмістом вищих гармонік, що генеруються нелінійними навантаженнями, застосування звичайних засобів компенсації реактивної потужності, розраховані на синусоїдальні струми і напруги, пов'язане з технічними труднощами. При наявності швидких і різкозмінних навантажень стає перспективним



застосування статичних компенсаторів реактивної потужності, що забезпечують можливість безінерційного регулювання реактивної потужності. СКРП забезпечують одночасно компенсацію реактивної потужності основної частоти, фільтрацію вищих гармонійних, компенсацію змін напруги, а також симетрування напруги мережі. Основними елементами статичних компенсуючих пристроїв є конденсатор і дросель - накопичувачі електромагнітної енергії - і вентилі (тиристори), що забезпечують її швидке перетворення. На підставі вище сказаного можна зробити висновок, що статичні тиристорні компенсатори відкривають нові можливості щодо підвищення надійності та якості електричних систем, забезпечуючи крім компенсації реактивної потужності обмеження комутаційних перенапруг і відповідне полегшення координації ізоляції обладнання ультрависоковольтних передач, підвищення межі потужності по довгих лініях, симетрування режиму, зниження втрат в лініях, компенсацію впливу різко змінного навантаження, фільтрацію вищих гармонік.

Нові технології компенсації реактивної потужності розглянуті авторами Н. Н. Солоніна, К. В. Суслов, З. В. Солоніна [18]. На сьогоднішній день відомий ряд способів підвищення якості електричної енергії в розподільних і магістральних мережах. У даній статті розглянуто одне з технічних рішень, застосовуваних для поліпшення якості електричної енергії - компенсація реактивної потужності. Представлені технології компенсації реактивної потужності із застосуванням гнучких передач змінного струму. Наведено: загальна характеристика керованих пристроїв FACTS; принцип дії і характеристики статичних тиристорних компенсаторів (СТК), а також статичних синхронних компенсаторів реактивної потужності СТАТКОМ. Відмічені особливості застосування пристроїв компенсації реактивної потужності на базі FACTS. Всі пристрої компенсації реактивної потужності можна класифікувати на статичні і динамічні. До статичних відносяться поодинокі конденсатори, батареї статичних конденсаторів (БСК), фільтри

гармонік; до динамічних - керовані, регульовані пристрої, що входять до поняття FACTS (Flexible AC Transmission System) - системи гнучкого регулювання передачі електроенергії змінного струму. Робочою групою IEEE дається таке визначення FACTS: «системи передачі змінного струму, що поєднують в собі силову електроніку та інші статичні регулятори для підвищення керованості і збільшення пропускної спроможності». Пристрої FACTS вирішують завдання перетворення електричної мережі з пасивного пристрою транспортування електроенергії в пристрій, активно бере участь в управлінні режимами роботи електричних мереж, і застосовуються для корекції коефіцієнта потужності, мінімізації втрат та ін. До пристроїв FACTS першого покоління (FACTS-1) відносять пристрої, що забезпечують регулювання напруги (реактивної потужності) і необхідний ступінь компенсації реактивної потужності в електричних мережах (статичний компенсатор реактивної потужності СТК, реактор з тиристорним управлінням, стаціонарний послідовний конденсатор з тиристорним керуванням, фазозсувний трансформатор і ін.). До новітніх FACTS другого покоління (FACTS-2) відносяться пристрої, що забезпечують регулювання режимних параметрів на базі повністю керованих приладів силової електроніки: біполярні транзистори з ізолюваним затвором (IGBT), замикаються тиристори з інтегральним драйвером IGCT і ін. До них належать такі пристрої: синхронний статичний компенсатор (СТАТКОМ), синхронний статичний поздовжній компенсатор реактивної потужності на базі перетворювача напруги (ССПК), об'єднаний регулятор потоків потужності (ОРПП), фазоповоротний пристрій (ФПУ), асинхронізований синхронний компенсатор, в тому числі з маховиком (АСК), асинхронізований синхронний електромеханічний перетворювач частоти (АС ЕМПЧ), фазооборотний трансформатор (ВФТ). Пристрої другого покоління здатні здійснювати обмін активної і реактивної потужності з енергосистемою, а також генерувати або поглинати реактивну потужність після обміну з системою. Статичні тиристорні компенсатори (СТК) і статичні

синхронні компенсатори (СТАТКОМ) є найбільш популярними пристроями FACTS. Статичні тиристорні компенсатори - це комплексні пристрої паралельного включення, які за рахунок тиристорного управління мають виняткову швидкодію, широким робочим діапазоном і високою надійністю. Основною функцією СТК є регулювання напруги в розглянутому вузлі шляхом управління введенням реактивної потужності в місці свого приєднання, таким чином СТК постійно підтримує напругу в мережі на заданому рівні. Управління СТК ґрунтується на застосуванні частково керованих тиристорів. Поява замикаючих тиристорів (IGCT) і керованих біполярних транзисторів (IGBT) привело до створення повністю керованих напівпровідникових перетворювачів - інверторів напруги, і на їх базі - пристрої нового покоління - СТАТКОМ. Компенсатор створює трифазну систему напруг в фазі з напругою мережі аналогічно синхронного компенсатора (СК). СТАТКОМ здатний здійснювати як індуктивну, так і ємнісну компенсацію реактивної потужності. Слід зробити висновок: відсутність контрольованого балансу потужностей в енергосистемі може привести до негативних наслідків, запобігання яких має здійснюватися в темпі процесів, що відбуваються в енергосистемі. Керовані системи змінного струму FACTS в поєднанні з сучасними інформаційними і комп'ютерними технологіями дозволяють вирішити ці завдання і сприяють створенню інтелектуальних систем електропостачання.

Зорін В. В. та Буслова Н. В. розглянули питання оптимізації конденсаторних батарей в розподільних мережах за умовами режиму напруги [19]. Як показали дослідження останніх років в міських мережах, мають місце значні перетоки реактивної потужності. Це пов'язано із зростанням промислових навантажень, з широким, усе зростаючим застосуванням побутових електричних приладів і з використанням більш економічних і ефективних газорозрядних джерел світла. У зв'язку з цим зростає актуальність робіт, пов'язаних з компенсацією реактивної потужності і

можливістю регулювання напруги в розподільних міських мережах за допомогою батарей конденсаторів поперечного включення. Для цієї мети можна застосувати установки конденсаторних батарей поперечного включення, обладнані пристроями автоматичного регулювання їх потужністю. Ефективність батареї залежить від величини реактивного опору  $x$  між джерелом живлення і місцем установки конденсаторної батареї. У розрахунках кількість рівнянь визначається числом установок конденсаторних батарей, необхідних для забезпечення нормованих відхилень напруги всіх споживачів мережі. При цьому сумарна потужність батареї буде мінімальною, якщо розрахунок ведеться по нижньому допустимому межі відхилення напруги в максимальному режимі у найбільш віддаленого споживача, а вибір відгалужень на мережевих трансформаторах проводиться за мінімальним режиму при відключеною конденсаторної батареї. Однак наявність великої кількості відключаються регульованих батарей пов'язано з додатковими витратами і з ускладненням їх експлуатації. Тому бажано, щоб частина батарей була не відключається. Як показує проведений аналіз, в мережі є така можливість. Для цього потрібна додаткова перевірка відхилень напруги в мінімальному режимі з метою виявлення тих трансформаторних пунктів, де доцільно встановити батареї, що не відключаються. Крім цього, потрібно провести перевірку відхилень напруги інших ТП в мінімальному режимі. Число батарей, що відключаються може збільшено за рахунок зменшення встановлених добавок на напруги мережевих трансформаторів (при переході на відповідне відгалуження), але це тягне за собою збільшення сумарної встановленої потужності конденсаторних батарей. Авторами статті наведено розрахунок місць установки і оптимальної потужності конденсаторних батарей, що забезпечують нормовані відхилення напруги у споживачів, який доводить ефективність даного методу. Авторами зроблені наступні висновки. 1. Регульовані конденсаторних батареї є ефективним засобом поліпшення якості напруги в міських розподільних мережах. 2. Установка конденсаторних батарей, як правило, повинна передбачатися в

мережі напругою 0,4 кВ. 3. Для отримання мінімальної потужності конденсаторних батарей розрахунок потрібно вести по граничних відхиленнь напруги у останнього споживача в максимальному режимі. 4. Додатковий аналіз відхиленнь напруги в мінімальному режимі дозволяє частину батарей передбачати не вимкненими.

Методи дискретної оптимізації систем електропостачання описали автори В. В. Зорін, П. Я. Екель. В роботі описано необхідність безпосереднього врахування обмежень по дискретності шкал стандартних параметрів елементів систем електропостачання (СЕС). Облік цих обмежень пропонується здійснювати в результаті використання дискретних послідовностей за стандартними параметрами елементів СЕС. На основі методу нормованих функцій сформульовані алгоритми розв'язання задач оптимізації СЕС, апроксимується моделями дискретного лінійного програмування. Поняття управління є одним з центральних моментів, які використовуються при аналізі та оптимізації різних видів складних систем і, зокрема, систем електропостачання. Сенс управління полягає в свідомому впливі на систему для досягнення поставленої мети. Загальна мета управління розуміється як досягнення найкращого значення прийнятого критерію ефективності в межах заданих обмежень. Моделі оптимізації СЕС в загальному випадку є стохастичними, дискретними, нелінійними і багатовимірним. Проблеми дискретності, а також нелінійність і багатовимірності, характерні при вирішенні оптимізаційних задач в СЕС, породжують принципові обчислювальні труднощі, що виникають при використанні точних методів математичного програмування. У зв'язку з цим застосовуються в даній роботі методи і відповідні алгоритми математичного програмування використовують евристичні прийоми, що дозволяє успішно вирішувати зазначені проблеми. Методи, які розглядаються в роботі, спрямовані на вирішення завдань, апроксимується моделями дискретного лінійного програмування. Виділені обставини свідчать про необхідність безпосереднього врахування обмежень по дискретності шкал стандартних

параметрів елементів СЕП. Рішення завдання максимізації при виконанні обмежень може бути здійснено на підставі методу нормованих функцій в результаті поширення алгоритму максимізації в цілочисельному опуклому програмуванні на дискретні завдання. У роботі авторами наведено алгоритм вирішення такого завдання максимізації. Завдання мінімізації цільової функції при виконанні обмежень може бути вирішена в результаті поширення алгоритму мінімізації в цілочисельному опуклому програмуванні на дискретні завдання. Алгоритм наведений у статті [20]. Основна особливість завдання мінімізації в порівнянні з завданням максимізації полягає в тому, що якщо там однією з причин завершення оптимізації змінної є порушення хоча б одного з обмежень, то в даному випадку завершення оптимізації по будь-якої змінної повинно відбуватися в момент виконання всіх обмежень. Засновані на методі нормованих функцій описані вище алгоритми призначені для вирішення як лінійних, так і опуклих дискретних задач, сформовані без достатніх формальних посилок. З огляду на цю обставину, при ретельному якісному аналізі змістовної постановки задачі з урахуванням її специфічних особливостей можна в ряді випадків модифікувати зазначені алгоритми з метою підвищення ефективності одержуваних рішень. Як приклад такої модифікації наведено алгоритм вирішення задачі вибору місць установки і потужностей конденсаторних батарей (БК) в розподільних мережах 6-10 / 0,4 кВ з урахуванням тільки регулює ефекту по напрузі - мінімізація сумарної вартості БК при виконанні обмежень по допустимим відхиленням напруги з урахуванням дискретності шкали стандартних потужностей комплектних БК і їх вартостей, наведених в прейскурантах. Приклад використання такого алгоритму наведено в статті. Такий алгоритм може бути успішно застосований для вирішення завдань, які можуть бути апроксимувати моделями цілочисельного лінійного програмування. Висновок: при вирішенні завдань оптимізації систем електропостачання необхідний безпосередній облік обмежень по дискретності шкал стандартних параметрів елементів СЕП, який доцільно

здійснювати у вигляді дискретних послідовностей за стандартними параметрами елементів СЕП.

Оптимальна потужність і розміщення конденсаторів в розподільних системах електропостачання описані зарубіжними науковцями Ching-Tzong Su, Cheng-Yi Lin, Ji-Jen Wong [21]. У даній статті пропонується дослідження компенсації реактивної потужності в електричних розподільних мережах для визначення оптимального розміщення і потужності батарей. Найбільш часто використовуваними джерелами реактивної потужності для компенсації в розподільних мережах є конденсаторні батареї. Вже згадана проблема компенсації являє собою проблему оптимізації. Новий метод еволюційно-імітаційне прожарювання, з еволюційними стратегіями, вбудованими в моделює прожарювання. Даний метод використовується для вирішення живильної електричної мережі 36 пунктів навантажень підключених до мережі і ділянки замкнутої мережі, а також для визначення оптимальних рішень при розміщення конденсаторів. У висновку, згідно з результатами моделювання, автор перевіряє запропоновані підходи, які забезпечують спосіб підвищення якості електропостачання розподільних мереж. Радіальні мережі є найбільш часто використовуваними в розподільних електричних мережах. Вони забезпечують достатню надійність живлення. Щоб задовольнити високі вимоги високотехнологічної галузі для підвищення надійності слід застосувати замкнуту мережу для відповідальних споживачів. На відміну від радіальної мережі, ця мережа не тільки підвищує надійність і якість обслуговування, а також тягне за собою зменшення втрат потужності. В даний час Тайванська енергетична компанія активно просуває ідею використання замкнутої мережі. Справжня робота спрямована на те, щоб визначити її оптимальне розміщення нерегульованих і регульованих конденсаторів в розподільній мережі, з розглядом ділянки замкнутої її частини. Кінцева мета роботи - досягти при цьому мінімум витрат, поліпшити падіння напруги і надійність енергопостачання зі зменшенням втрат потужності в лінії.

Покращення ефективності компенсації реактивної потужності в розподільній мережі розглянуто авторами Aleksander Kot, Wiesław Nowak, Waldemar Szpyra, Rafał Tarko [22]. В роботі викладено ідею підвищення економічної ефективності компенсації реактивної потужності у розподільних мережах. Це ідея заснована на встановленні низьковольтних конденсаторів з вищою номінальною потужністю на обраних підстанціях, замість встановлення нової середньої напруги та конденсатори для компенсації потужності намагнічування трансформаторі. В статті наведена схема підключення цих конденсаторів та приклад розрахунку для реальної розподільної мережі. Результати випробувань показують, що конденсатори встановлені на станціях, а також у більшості випадків конденсатори до компенсації намагнічування реактивної потужності трансформаторів не є ефективними з економічної точки зору. Тим не менш, поки що встановлені конденсатори слід використовувати для поліпшення балансу реактивної потужності в мережі. Номінальна потужність та вибір станції для встановлення нових конденсаторів повинні бути узгоджені з оператором системи передачі. Установка конденсаторів на обраних станціях може бути ефективним способом зменшення втрат енергії в розподільній мережі і для інших країн. Це, однак, вимагає встановлення конденсаторів набагато вищої номінальної потужності. На цих станціях можуть періодично мати надлишок реактивної потужності. Проте результати досліджень вказують на періодичну перекомпенсацію реактивної потужності трансформаторів але це не спричинило технічних проблем. У багатьох схемах мереж середньої напруги конденсатори можуть бути постійно включені, а загальна потужність конденсаторів не повинна перевищувати мінімум реактивної потужності, що подається трансформаторами від мережі 110 кВ. Конденсатори з контакторами допоможуть відключити конденсатор, щоб відключити потік реактивної потужності в мережі 110 кВ. На той час пульт дистанційного керування конденсатора доступний, конденсатор може бути включений / вимкнений з використанням таймерів, згідно з попередньо підготовленими



графіками. Такі рішення значно підвищили б ефективність компенсації реактивної потужності та зменшили б втрати енергії.

Важливість реактивної потужності для розподіленої генерації описана авторами Akash, Gaurav Shah, Himnay Pratap Singh, Avinas Kumar Chauhan у їх роботі [23]. Розподілене покоління є привабливим варіантом для розв'язання проблеми компенсації реактивної потужності та розподільної системи через їх близькість. Реактивна потужність поблизу навантаження забезпечує значні економічні вигоди, такі як зменшення втрат, покращення локальної напруги, постачання електроенергії в віддалені райони, поліпшення коефіцієнту потужності, зменшення загальної вартості системи. У роботі наведено кілька технологічних варіантів доступних для забезпечення реактивної потужності. До них належать малі генератори, синхронні конденсатори, паливні елементи та мікротурбіни. Вони можуть забезпечити безперервний змінний динамічний реактивний опір, який може швидко реагувати на реактивну потужність. Необхідно досягти критеріїв для широкого розповсюдження розосередженої генерації інтегрованої як джерело електроенергії в сільській місцевості. Для цього необхідно: загальні витрати на модернізацію приладів для поглинання або скоротити вироблення реактивної потужності. Тут повинен існувати ринковий механізм для реактивної потужності зі сторони лічильника, де знаходиться розосереджена генерація. Необхідно запровадити нові методи компенсації, заохотити доставки динамічних ресурсів, близьких до районів з критичною напругою.

Сучасний огляд технологій компенсації реактивної потужності представлено Juan Dixon, Luis Moran, Jose Rodriguez, Ricardo Domke [24]. В цій роботі подано огляд сучасного стану технології компенсації реактивної потужності. Принципи роботи, дизайн, характеристики та приклади застосування компенсаторів реалізовані за допомогою тиристорів та автокоммутативних перетворювачів. Представлений статичний генератор використовується для поліпшення регулювання напруги, стабільності та покращення коефіцієнту потужності в передачі та розподілі енергії.

Починаючи з принципів компенсації, використовуючи класичні рішення фазово-контрольовані напівпровідники також були розглянуті у роботі. Впровадження самокомутатованих топологій на базі IGBT і напівпровідники IGCT різко покращилися у виконанні компенсаторів. У них швидша динамічна поведінка і вони можуть контролювати більше змінних. Введення нових самопереключених топологій на рівні підвищення напруги підвищать вплив компенсації в майбутніх додатках. Описуються деякі відповідні приклади проектів де можна помітити, що сучасні компенсатори покращують продуктивність енергетичних систем, що сприяє підвищенню надійності і якості електроенергії, що поставляється споживачам. Ці приклади показують, що використані компенсатори мають набагато ширший масштаб у майбутньому, так як продуктивність мережі та надійність стає ще більш важливим фактором. Маючи кращу систему керування мережі дозволить комунальним підприємствам скорочувати інвестиції в самих лініях передачі.

У роботі компенсація радіальних розподільних пристроїв представлені нові евристичні стратегії реактивної потужності авторами S. F. Mekhamer, M. E. El-Hawary, S. A. Soliman, M. A. Moustafa, and M. M. Mansour [25]. У цій роботі авторами представлено два нових евристичних методи компенсації реактивної потужності в радіальній розподільчій мережі. Виведені формули методів та техніка застосовується до трьох джерел живлення. Результати пропонованого підходу порівнюються з попередніми методами, щоб показати перевагу запропонованих методів. Показано близькість або віддаленість від оптимального рішення після їх впровадження, новий алгоритм, що використовує варіаційну техніку, представлений для отримання оптимального розподілу конденсаторів відповідно до стандартних розмірів конденсаторів. У цій статті викладені два нових евристичних метода вирішення проблеми. Запропоновані методи були застосовані до трьох практичних джерел живлення. На підставі порівняння з попередньою роботою, використовуючи ті ж прилади живлення, запропоновані методи

забезпечують кращу роботу системи та зниження витрат. Розробляючи та впроваджуючи програмне забезпечення для отримання оптимального рішення, було показано, що результати запропонованих методів рівні або дуже близькі до оптимальних значень, які забезпечує перевагу цих стратегій. Рекомендується застосовувати запропоновані методики до системи подачі, а потім вибрати той, який дає найкращі результати з мінімальним числом встановлених конденсаторних батарей.

### **1.3 Шляхи вирішення проблеми компенсації реактивної потужності**

Правильне вирішення проблем компенсації реактивної потужності в значній мірі передбачає економію грошових та матеріальних ресурсів, підвищує якість електропостачання. Традиційними джерелами реактивної потужності є:

- високовольтні лінії електропередачі повітряні і кабельні;
- силові статичні конденсатори;
- синхронні двигуни в режимі перезбудження;
- генератори електростанцій;
- синхронні компенсатори;
- статичні тиристорні компенсатори;
- компенсаційні перетворювачі зі штучною комутацією.

На сьогодні широко розробляються та застосовуються сучасні пристрої, системи для компенсації реактивної потужності. Які можуть вирішувати не тільки проблему компенсації реактивної потужності, а також ряд інших проблемних питань. В світі вже широко застосовуються такі пристрої та системи як СТАТКОМ, вольтодобудатні трансформатори, FACTS - системи гнучкого регулювання передачі електроенергії змінного струму, які застосовуються для корекції коефіцієнта потужності, мінімізації втрат. СТАТКОМ здатний здійснювати як індуктивну, так і ємнісну компенсацію

реактивної потужності. Для досягнення необхідного коефіцієнта потужності необхідно використовувати конденсаторні установки як на низьковольтній, так і на високовольтній стороні. Для цього застосовують установки високовольтних батарей конденсаторів (ВБК) та установки низьковольтних батарей конденсаторів (НБК). Новий клас електричних машин - асинхронізовані генератори, які дають можливість економічно регулювати реактивну потужність при паралельній роботі з мережею та мають ряд інших переваг. Статичні компенсатори реактивної потужності (СКРП) забезпечують можливість безінерційного регулювання реактивної потужності. В Україні застосування цих пристроїв тільки починається. На даний час широко застосовуються традиційні, перевірені роками засоби компенсації реактивної потужності.

## **Висновки**

Як показують дослідження проблема компенсації реактивної потужності займає важливе місце у комплексі питань енергозбереження та надійності електропостачання. Компенсація реактивної потужності в мережі вирішує декілька задач:

- зменшення втрат потужності та електроенергії;
- покращення показників якості електроенергії;
- підвищення пропускної спроможності мережі.

Існує багато методів компенсації реактивної потужності але ця проблема залишається актуальною. З розвитком техніки та, як наслідок, збільшенням споживання електроенергії стає доцільним компенсація реактивної потужності у побутових споживачів. Це вимагає розробки нових підходів до вирішення цього питання приймаючи до уваги усі особливості цих споживачів.

## РОЗДІЛ 2

### ПРОБЛЕМА КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

#### 2.1 Загальні відомості

Електроустановки, в загальному випадку, можуть споживати як активну, так і реактивну складові повної потужності і електричної енергії. Активна складова це та її частина, яка йде на створення корисної роботи і пов'язана з перетворенням електричної енергії в інші види енергії (механічну, теплову, світлову та ін.). Вироблення електричної енергії вимагає витрати енергетичного палива (вугілля, газ, мазут).

Реактивна складова потужності і електричної енергії в інші види не перетворюється, а являє собою деяку енергію, яка протягом однієї половини періоду основної частоти мережі спрямована в бік електроприймача, а протягом другого - у зворотний бік, тобто в сторону джерела електричної енергії. Ця енергія витрачається на створення електромагнітних полів, необхідних для функціонування таких електроустановок як електродвигуни, трансформатори, індукційні печі та ін. Реактивна енергія не вимагає практично витрати палива, а вона лише створює умови, при яких активна енергія здійснює роботу. На рисунку 2.1 наведені діаграми напруги, струму та потужності [2].

Реактивна потужність, протікаючи по елементам електричної мережі, які мають активний опір, викликає в них додаткові втрати потужності і електроенергії. Крім того, перетоки реактивної потужності знижують пропускну спроможність ліній електропередач та трансформаторів, або змушують збільшувати перетин проводів, прокладку додаткових кабельних ліній, заміну трансформаторів на більшу номінальну потужність.

Однак величина перетоків реактивної потужності може бути зменшена і навіть повністю усунена (рисунок 2.1, б) за допомогою конденсаторів, що встановлюються безпосередньо в місцях споживання реактивної потужності. Обмін енергією, в цьому випадку, буде відбуватися між індуктивністю та ємністю ланцюга. Між індуктивністю ж та джерелом енергії буде відбуватися обмін тільки не скомпенсованої частини енергії.

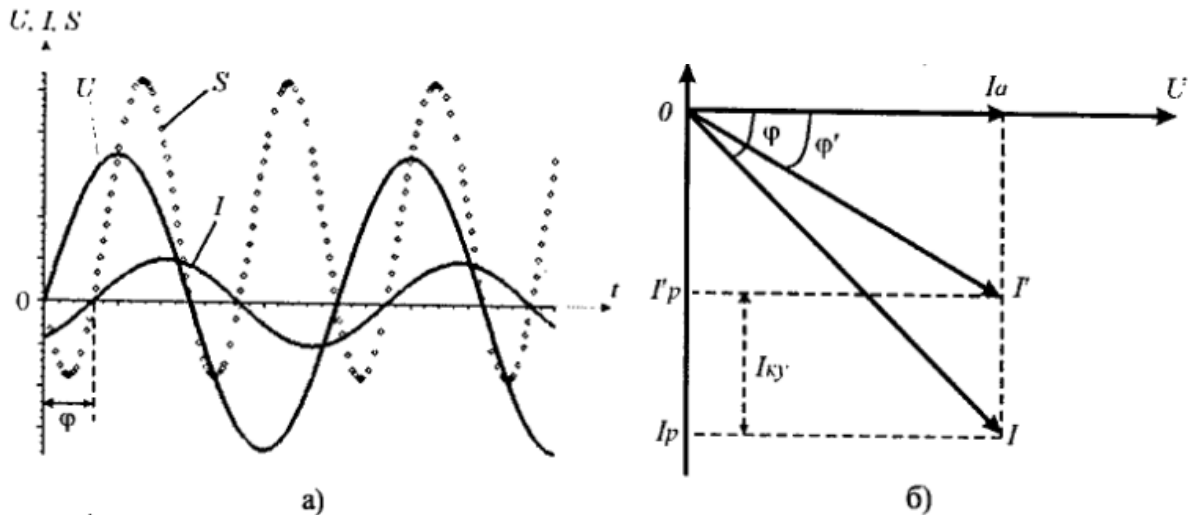


Рисунок 2.1 – Діаграми напруги, струму та потужності

В електричних синусоїдальних і симетричних трифазних мережах справедливі наступні співвідношення:

$$\begin{cases} S = \sqrt{P^2 + Q^2}; P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi; Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi; \\ S = P - jQ; \operatorname{tg} \varphi = Q / P; \cos \varphi = P / S \end{cases} \quad (2.1)$$

У мережах з нелінійним навантаженням при помітній несинусоїдальності струму і напруги з'являється реактивна потужність спотворень, яка не дозволяє повністю використовувати зазначені вище співвідношення. Для аналізу режимів в таких мережах потрібні спеціальні підходи.

Гострота проблеми компенсації реактивної потужності на сьогодні викликана рядом обставин:

- концентрацією і централізацією генеруючих джерел. Передача дешевої реактивної потужності від генераторів електростанції до споживача по лініях електропередачі високої і надвисокої напруги стала економічно недоцільною;

- здійснення політики ресурсо- та енергозбереження. Оптимізація реактивної потужності, в тому числі за допомогою місцевих компенсуючих пристроїв, дозволяє істотно знизити втрати потужності і електричної енергії в мережах;

- підвищені вимоги до якості електричної енергії у відповідності до норм ГОСТ 13109-97 [26]. Реактивна потужність суттєво впливає на зміни режиму напруги в електричних мережах;

- недостатня встановлена потужність компенсуючих установок в живильних і розподільних електричних мережах, в тому числі комплектних автоматично керованих конденсаторних батареях. Недосконалість чинної методики оплати за перетоки реактивної енергії. Недостатня встановлена потужність шунтуючих реакторів в лініях електропередач надвисокої напруги.

Проблема компенсації реактивної потужності включає в себе ряд техніко-економічних завдань, а саме:

- 1) проведення заходів для зниження реактивної потужності самих електроприймачів;
- 2) вибір типу і місць установки компенсуючих пристроїв;
- 3) багатокритеріальна оптимізація режимів роботи компенсуючих пристроїв при розвитку і функціонуванні систем електропостачання;
- 4) вдосконалення моделей і методів оптимізації реактивної потужності в мережах і методів оплати за перетоки реактивної потужності в умовах сучасних ринкових відносин.

## 2.2 Баланс активної та реактивної потужності

Баланс активної потужності здійснюється для моменту проходження абсолютного річного максимуму навантаження всієї енергосистеми. У більшості випадків це зимовий вечірній максимум. Умови балансу активної потужності може бути представлено у вигляді:

$$P_{нотр\Sigma} = P_{н\Sigma}, \quad (2.2)$$

де  $P_{нотр\Sigma}$  - сумарна активна потужність, яка потрібна споживачам в момент проходження річного максимуму і втрати в мережі, тобто витратна частина балансу;  $P_{н\Sigma}$  - сумарна наявна потужність всіх електростанцій енергосистем або прибуткова частина балансу.

У свою чергу  $P_{нотр\Sigma}$  визначається як

$$P_{нотр\Sigma} = P_{p\Sigma} + \Delta P_{\Sigma}, \quad (2.3)$$

де  $P_{p\Sigma}$  - розрахункова максимальна потужність, приведена до шин джерела живлення, наприклад 110 кВ,  $P_{p\Sigma} = K_{(10)} \cdot K_{(35)} \cdot K_{(110)} \cdot \sum_1^n P_i$ , тут  $K_{(10)}=0,6\div0,8$ ,  $K_{(35)}=0,8\div0,85$ ,  $K_{(110)}=0,9\div0,95$  відповідно коефіцієнти одночасності максимальних навантажень лінії, підключених до шин 10, 35, 110 кВ;  $P_i$  - максимальні навантаження ліній споживачів на стороні 10 кВ;  $\Delta P_{\Sigma}$  - сумарні втрати активної потужності в електричних мережах різних напруг. В таблиці 2.1 наведені у % орієнтовні значення втрат потужності  $\Delta P_{\Sigma}$  і електроенергії  $\Delta W$  мережах відповідних напруг за 2005 рік згідно [2].

Таблиця 2.1 – Втрати електроенергії та потужності в мережах

$U$ , кВ	0,38	6-10	20-35	110-150	220-330	500-750	всього
$\Delta P$ , %	0,7-2,1	3,5-4,8	0,7-1,4	4,8-6,2	3,5-4,8	0,7-1,4	13,9-20,7
$\Delta W$ , %	0,5-1,5	2,5-3,5	0,5-1,0	3,5-4,5	2,5-3,5	0,5-1,0	10-15



Висловлюючи величину втрат в відносних одиницях  $K_{потерь}$  сумарні втрати потужності будуть рівні  $\Delta P_{\Sigma} = K_{потерь} \cdot P_p$ .

Для визначення необхідного обсягу енергоресурсів складається баланс електричної енергії:

$$W_{номр} = W_n \quad (2.4)$$

Розглянемо прибуткову частину балансу, яка визначається сумарною встановленою (паспортною) активною потужністю всіх генераторів електростанції за вирахуванням потужності генераторів, що знаходяться в ремонті  $P_{рем} = (4-6) \%$ , резервної потужності генераторів  $P_{рез} = (5-10) \%$ , потужності, що не використовується, через несправність або через відсутність палива  $P_{несп} = (1-2) \%$  (в реальних умовах ця складова може доходити до 30-40 %) і потужності власних потреб електростанції  $P_{вн}$ . Цей показник змінюється в залежності від типу електростанції (ТЕЦ на вугіллі 8-14%. КЕС на газі, мазуті 3-5 %, АЕС 5-8 %. ГЕС 0,5-1,0 %).

$$P_n = P_{вст.ген\Sigma} - (P_{рем} + P_{рез} + P_{несп} + P_{вн}) = (0,8-0,85) \cdot P_{вст.ген\Sigma} \quad (2.5)$$

Баланс реактивної потужності також складається для моменту проходження абсолютного річного максимуму навантаження, але стосується не всієї енергосистеми, а до певного вузла навантаження (ПС 110/10кВ) і має місце при нормованих по ГОСТ13109-97 показниках якості електричної енергії.

$$Q_{номр\Sigma} = Q_{n\Sigma}, \quad (2.6)$$

Умова балансу реактивної потужності записується аналогічно умовам для активних потужностей.

Необхідна реактивна потужність, аналогічно, являє собою реактивне навантаження споживачів  $Q_{n\Sigma}$  приведену до тієї ж ступені напруги, що і активне навантаження, і сумарні реактивні втрати :

$$Q_{nomp\Sigma} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{\Sigma} \quad (2.7)$$

Розрахункове реактивне навантаження споживачів визначається за усередненими значенням  $\operatorname{tg}\varphi$  в залежності від ступеня напруги. Втрати реактивної потужності  $\Delta Q_{\Sigma}$  включають дві складові - сумарні втрати в лініях  $\Delta Q_{Л\Sigma}$  і сумарні втрати в трансформаторах  $\Delta Q_{Т\Sigma}$ . Тоді необхідне реактивне навантаження буде дорівнювати:

$$Q_{nomp\Sigma} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{Л\Sigma} + \Delta Q_{Т\Sigma} \quad (2.8)$$

Прибуткова частина балансу реактивної потужності враховує можливість видачі реактивної потужності генераторами електростанцій у відповідності до їх номінальних коефіцієнтів потужності  $\cos\varphi$ . Для агрегатів ТЕЦ і ГЕС  $\cos\varphi = 0,8 \div 0,9$ .

$$Q_{вст.ген\Sigma} = \sum_1^n P_{вст.ген.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ген.i} \quad (2.9)$$

Значення  $Q_{рез}$ ,  $Q_{несп}$  та  $Q_{вп}$  обчислюється по окремим величинам  $P_{рез}$ ,  $P_{несп}$  і  $P_{вп}$  та значенням  $\operatorname{tg}\varphi$ . Тоді реактивна потужність, що видається генераторами в мережу дорівнює:

$$Q_{ген.вид\Sigma} = Q_{вст.ген\Sigma} - (Q_{рез} + Q_{несп} + Q_{вп}) \quad (2.10)$$

На відміну від балансу активної потужності повна наявна реактивна потужність містить додатково дві складові - сумарну генерацію ліній високої напруги  $Q_{c\Sigma}$  і потужність встановлених джерел реактивної потужності  $Q_{дрп\Sigma}$ , тоді:

$$Q_{н\Sigma} = Q_{ген.вид\Sigma} + Q_{c\Sigma} + Q_{дрп\Sigma} \quad (2.11)$$

В результаті зіставлення  $Q_{н\Sigma}$  і  $Q_{nomp\Sigma}$  визначається необхідність установки додаткових ДРП, потужність яких дорівнює:

$$Q_{дрп\Sigma} = Q_{nomp\Sigma} + Q_{н\Sigma} \quad (2.12)$$

Наявна реактивна потужність генераторів електростанції в середньому становить 0,5-0,75 кВАр на 1кВт встановленої потужності, тобто недостатня для покриття загальної потреби в реактивній потужності. У сучасних електричних мережах 35кВ і вище загальне споживання реактивної потужності з урахуванням втрат наближено оцінюється в розмірі 1кВАр на 1кВт. Потужність існуючих джерел реактивної потужності недостатня. Тому однією з важливих проблем підвищення ефективності сучасних систем електропостачання є рішення задачі компенсації реактивної потужності.

З розгляду питань балансу активної та реактивної потужності можна зробити висновок, що зміна частоти в енергосистемі визначається умовами балансу активної потужності, її дефіцит призводить до зниження частоти в енергосистемі. Зміна напруги є наслідком зміни, в основному, балансу реактивної потужності, її дефіцит призводить до зниження рівня напруги.

### 2.3 Збиток із-за перетоків реактивної потужності

До сих пір в спеціальній літературі можна зустріти використання такого поняття як середньозважений коефіцієнт потужності  $\cos\varphi_{\text{ср.зв.}}$ . Неважко показати, що використання  $\cos\varphi_{\text{ср.зв.}}$ , при аналізі режимів в електричних мережах не дозволяє об'єктивно оцінити параметри режиму від перетоків реактивної потужності [27]. Наведемо два графіка зміни реактивної потужності (рисунок 2.2). На графіку 1 реактивна потужність, що дорівнює 1,0, споживалася половину часу, а на графіку 2 половина потужності споживалася за час, що дорівнює 1. Таким чином, споживання реактивної енергії в першому і в другому випадку буде однаковим  $W_{\text{реак1}} = W_{\text{реак2}}$ , тоді  $\cos\varphi_{\text{ср.зв.1}} = \cos\varphi_{\text{ср.зв.2}}$ .

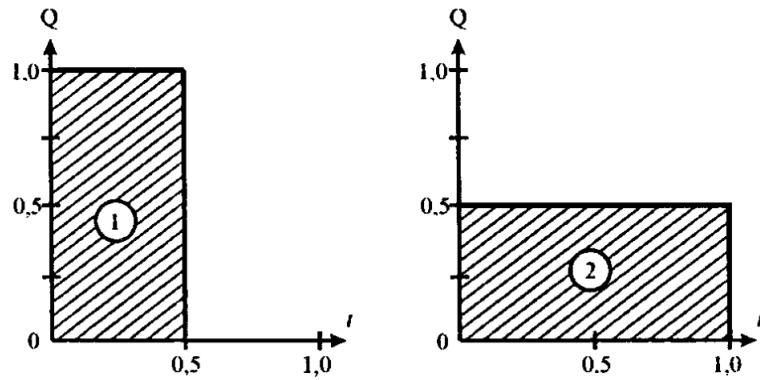


Рисунок 2.2 – Графіки зміни реактивної потужності

Неважко помітити, що втрати потужності  $\Delta P_1$  і втрати напруги  $\Delta U_1$  в першому випадку будуть рівними:

$$\Delta P_1 = Q^2 \cdot R / U^2 \text{ і } \Delta U_1 = Q \cdot X / U, \quad (2.13)$$

а в другому випадку ці параметри виявляться рівними:

$$\Delta P_2 = (Q/2)^2 \cdot R / U^2 = 0,25 \cdot P_1 \text{ і } \Delta U_2 = Q \cdot X / 2 \cdot U = 0,5 \cdot \Delta U_1 \quad (2.14)$$

Таким чином, втрати потужності  $\Delta P_2$  в чотири рази, а втрати напруги  $\Delta U_2$  в два рази менше, ніж в першому випадку, в той час як  $\cos\varphi_{cp.36.1} = \cos\varphi_{cp.36.2}$ . При вирішенні завдань компенсації реактивної потужності слід використовувати розрахункові значення реактивної потужності  $Q_p$  (кВАр, МВАр) для періоду, наприклад, максимального, мінімального навантаження, післяаварійного режиму.

Розглянемо збиток, який може виникати в системах електропостачання при збільшенні перетоків реактивної потужності  $Q$  або  $\tan\varphi = Q/P$  (рисунок 2.3). Для порівняння будемо зіставляти випадок, коли  $Q = 0$ ,  $\cos\varphi = 1,0$ ,  $\tan\varphi = 0$  і випадок коли  $\cos\varphi = 0,7$ ,  $\tan\varphi = 1,0$ .

1. Збільшення перетоків реактивної потужності призводить до збільшення величини повного струму.

$$I = P \cdot \sqrt{1 + \tan^2\varphi} / \sqrt{3} \cdot U. \quad (2.15)$$

При збільшенні  $Q$  до  $\operatorname{tg}\varphi = 1$ , струм в лінії збільшився б в 1,41 рази. Це призвело б до зменшення пропускної здатності ліній електропередачі по нагріванню, необхідності збільшення перерізів проводів і жил кабелів на одну або дві ступені стандартних перетинів, а в ряді випадків виникає необхідність спорудження нових ліній електропередач і заміни трансформаторів на більшу потужність.

2. Збільшення перетоків реактивної потужності пов'язане зі зростанням активних  $\Delta P$  і реактивних  $\Delta Q$  втрат потужності.

$$\Delta P = P^2(1 + \operatorname{tg}^2\varphi)R / U^2, \quad \Delta Q = P^2(1 + \operatorname{tg}^2\varphi)X / U^2 \quad (2.16)$$

При зростанні перетоків реактивної потужності до значень  $\operatorname{tg}\varphi = 1$  величина втрат може подвоїтися. Це, в свою чергу, призведе до перевитрати електроенергії, збільшення тарифів на електроенергію і перевитрати енергетичного палива.

3. Збільшення перетоків реактивної потужності викликає додаткові втрати напруги:

$$\Delta U = P \cdot R - Q \cdot X / 10U_n^2 = P \cdot (R - \operatorname{tg}\varphi \cdot X) \cdot 10U_n^2 \quad (2.17)$$

При цьому збільшується ковзання  $S$  асинхронних двигунів, знижується освітленість робочих поверхонь, що призводить до зниження продуктивності праці. Зниження рівня напруги впливає на статичну стійкість електроенергетичної системи і на стійкість вузла навантаження в результаті виникнення явища «лавини напруги».

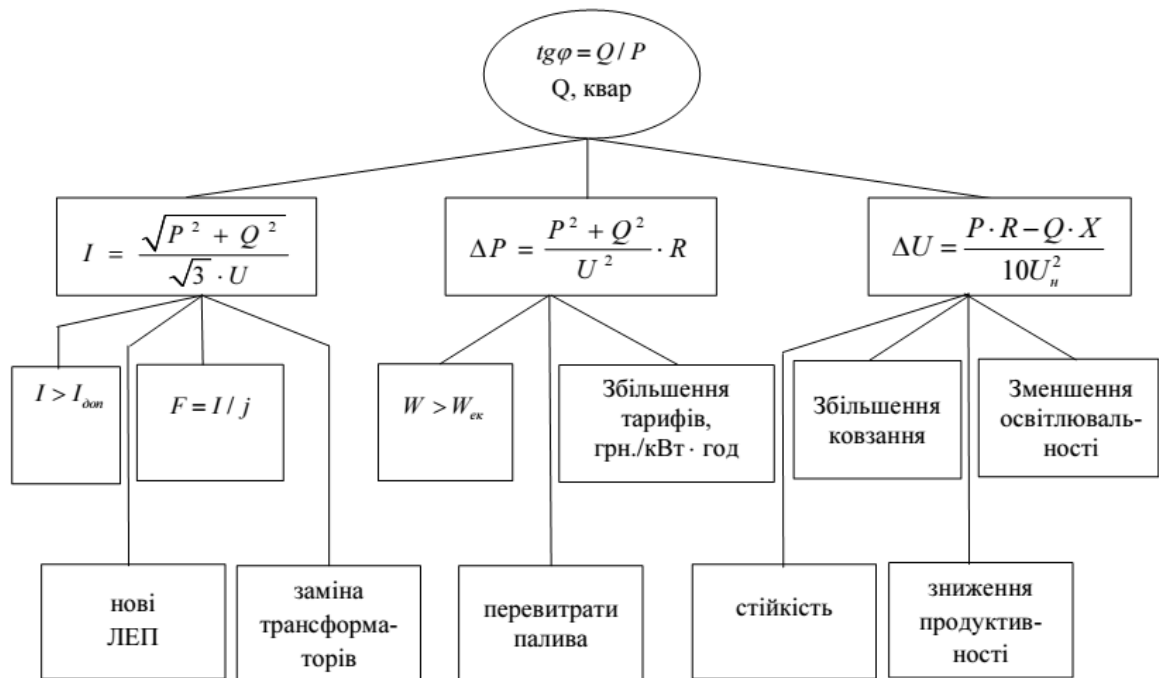


Рисунок 2.3 - Види шкоди від перетоків реактивної потужності

Звідси видно, що проблема компенсації реактивної потужності в системах електропостачання є важливою та першочерговою, тобто актуальною.

## 2.4 Визначення витрат на передачу реактивної потужності по електричній мережі

При виборі засобів компенсації реактивної потужності для того чи іншого об'єкта, що проектується, що підключається до існуючої мережі, повинні враховуватися не сумарні втрати потужності в мережі, а лише ті додаткові втрати, які виникають при приєднанні до мережі об'єкта, що проектується. Нехай на лінії від вузла А (рисунок 2.4) отримують живлення існуюче інше реактивне навантаження  $Q_{np}$  та об'єкт, що проектується, потужністю  $Q$ . Необхідно розрахувати додаткові втрати потужності  $\Delta P_{доd}$ , обумовлені передачею по лінії реактивної потужності до об'єкту, що проектується.

$$\Delta P_{доd} = \left[ (Q_{np} + Q)^2 - Q_{np}^2 \right] \cdot 10^{-3} \cdot r / U^2 = 10^{-3} (2Q_{np} \cdot Q + Q^2) \cdot r / U^2 \quad (2.18)$$

З наведеного виразу видно, що  $\Delta P_{\text{доп}}$  істотно залежить від співвідношення  $Q_{\text{нр}}/Q$ . Чим більше це відношення, тим буде більшою величина додаткових втрат потужності від передачі реактивної потужності  $Q$ . Приєднання невеликої установки, по елементам якої протікають значні реактивні потужності, може послужити причиною суттєвого збільшення втрат електроенергії в мережі. В даному випадку може виявитися економічною повна компенсація реактивної потужності приєднаної установки.

Слід також мати на увазі те, що при збільшенні реактивної потужності на величину  $Q$  може виникнути необхідність збільшення перерізу проводів і жил кабелів, потужності трансформаторів, що потребують обліку зазначених витрат.

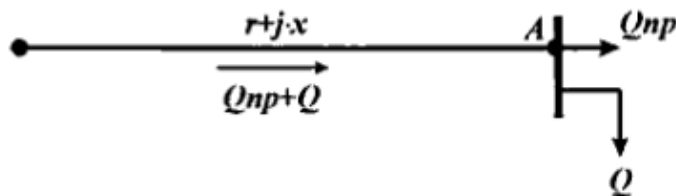


Рисунок 2.4 – Схема електропостачання об'єкта, що проектується з реактивною потужністю  $Q$

Розглянемо загальний випадок визначення витрат на передачу реактивної потужності по розподільній мережі при наявності відборів потужності по довжині лінії.

На рисунку 2.5 представлена схема ділянки  $AB$  розподільної мережі з декількома навантаженнями. Тут  $Q_{\text{нр}1}, Q_{\text{нр}2}, \dots, Q_{\text{нр}(n-1)}, Q_{\text{нр}n}$  – існуючі навантаження окремих ділянок лінії  $AB$ ;  $r_1, r_2, \dots, r_n$  – активні опори цих ділянок;  $Q$  – додаткова реактивна потужність, об'єкта, що підключається в пункті  $B$ .

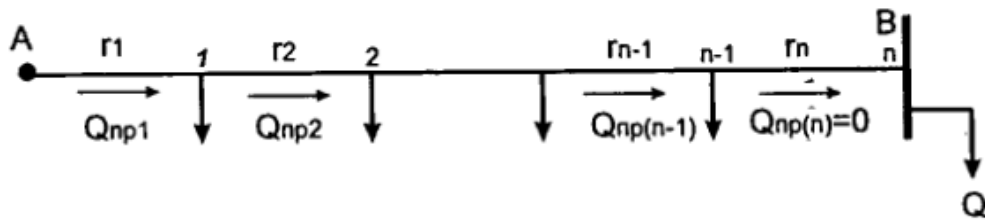


Рисунок 2.5 – Схема передачі реактивної потужності по ділянках розподільної мережі

Тоді додаткові втрати активної потужності будуть рівні:

$$\Delta P = \frac{10^{-3}}{U^2} \cdot \left[ 2Q \cdot \sum_1^n Q_{np.i} \cdot r_i + \sum_1^n r_i \cdot Q^2 \right]. \quad (2.19)$$

При визначенні суми  $\sum_1^n Q_{np.i} \cdot r_i$  складові повинні прийматись зі знаком плюс або мінус в залежності від того, збігаються напрямки потужності  $Q_{np}$  і  $Q$  або протилежні.

Введемо відповідні позначення і запишемо попередній вираз в більш наочному вигляді:

$$M = \sum_1^n Q_{np.i} \cdot r_i, \text{ МВАр} \cdot \text{Ом}; \quad R = \sum_1^n r_i, \text{ Ом}; \quad (2.20)$$

$$a = 1000 / U^2, \text{ кВ}^2;$$

$$\Delta P = 2 \cdot a \cdot M \cdot Q + a \cdot R \cdot Q^2, \text{ кВт}.$$

Додаткові втрати реактивної потужності записуються аналогічно

$$M_x = \sum_1^n Q_{np.i} \cdot r_i, \text{ МВАр} \cdot \text{Ом}; \quad X = \sum_1^n X_i, \text{ Ом}; \quad (2.21)$$

$$\Delta Q = 2 \cdot a \cdot M_x \cdot Q + a \cdot X \cdot Q^2, \text{ кВАр}.$$

Тоді, при відомій питомій вартості втрат  $C_0$ , величина розрахункових витрат на передачу по мережі реактивних потужностей буде дорівнювати:



$$Z_n = Z_{0n} + Z_{1n} \cdot Q + Z_{2n} \cdot Q^2, \quad (2.22)$$

де  $Z_{0n}$  – постійна складова витрат, пов'язана, у випадку необхідності, з реконструкцією мережі;  $Z_{1n}$ ,  $Z_{2n}$  – відповідно питомі витрати на передачу реактивної потужності по мережі пропорційні  $Q$  в першій і другій степені.

$$Z_{0n} = Z_{\text{реконс.}}, \text{ грн}$$

$$Z_{1n} = 2 \cdot C_0 \cdot a \cdot M, \text{ грн. / МВАр} \quad (2.23)$$

$$Z_{2n} = C_0 \cdot R, \text{ грн / МВАр}^2$$

## 2.5 Витрати на генерацію реактивної потужності за допомогою ДРП

Джерелами реактивної потужності (ДРП) є:

- високовольтні лінії електропередачі повітряні і кабельні;
- силові статичні конденсатори;
- синхронні двигуни в режимі перезбудження;
- генератори електростанцій;
- синхронні компенсатори;
- статичні тиристорні компенсатори;
- компенсаційні перетворювачі зі штучною комутацією.

Розглянемо витрати на генерацію реактивної потужності деякими ДРП.

Зарядна потужність ліній електропередач обумовлена реактивною провідністю по відношенню до землі.

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^6 / \lg \frac{D_{cp}}{r} \quad (2.24)$$

Провідність  $b_0$  не залежить від матеріалу і може прийматися однаковою для будь-якого металу. Наявність ємнісної провідності в ЛЕП призводить до утворення зарядних струмів, а, отже, і реактивної потужності, що генерується лінією.

$$Q_{зар} = b_0 \cdot l \cdot U^2 \quad (2.25)$$

Значення ємнісної провідності для кабелів у багато разів більше, ніж для повітряних ліній. У кабелях ємнісні струми починають впливати вже при напрузі 20кВ. Для повітряних ліній рекомендується враховувати зарядну потужність при напрузі 110 кВ і вище. Витрати на генерацію реактивної потужності ЛЕП дорівнюють нулю:  $3 = 0$ .

У таблиці 2.2 наведені усереднені значення питомих зарядних потужностей ліній електропередач різних напруг.

Як видно з таблиці зарядна потужність ліній 500, 750 кВ різко зростає і для її компенсації, особливо в режимі мінімальних навантажень, використовують шунтуючі реактори.

Таблиця 2.2 - Зарядні потужності ЛЕП

Напруга ЛЕП, кВ	$q_0$ , кВАр/км	Характеристика ЛЕП
110	36	ПЛ
150	68	ПЛ
220	140	ПЛ
330	430	ПЛ 2 дроти в фазі
500	950	ПЛ 3 дроти в фазі
750	2250	ПЛ 4 дроти в фазі
35	99	КЛ

Статичні конденсатори (БК) застосовуються в системах електропостачання промислових підприємств, міст і в сільських районах. Основними їх перевагами є:

- 1) незначні втрати активної потужності в конденсаторах напругою до 1000 В -  $\Delta P_{БК} = 0,0045 \text{ кВт/кВАр}$ , вище 1000В -  $\Delta P_{БК} = 0,0025 \text{ кВт/кВАр}$ ;
- 2) відсутність обертових частин і порівняно мала маса;
- 3) більш проста і дешева експлуатація, ніж інших ДРП;
- 4) можливість установки в будь-якій точці мережі і зміни потужності в залежності від потреб.

## 2.6 Економічний аспект компенсації реактивної потужності

На рисунку 2.6 наведена схема підключення навантаження  $P_H - j \cdot Q_H$ . До установки конденсаторної батареї витрати на передачу реактивної потужності рівні:

$$3 = \frac{Q_H^2}{U^2} \cdot R \cdot C_0 \quad (2.26)$$

Після установки БК потужністю  $Q_K$  маємо:

$$3' = \frac{Q^2}{U^2} \cdot R \cdot C_0 + 3_{0K} \cdot (Q_H - Q), \quad (2.27)$$

де  $R$  - еквівалентний опір мережі  $R = \Delta P \cdot U^2 \cdot 10^{-3} / (P^2 + Q^2)$ ;  $Q = Q_H - Q_K$  реактивна потужність після компенсації;  $3_{0K}$  - питомі витрати на БК грн / квар;  $C_0$  - вартість втрат грн/кВт.

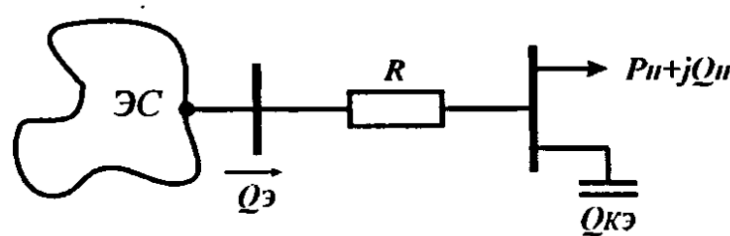


Рисунок 2.6 – Схема підключення навантаження  $P_H - j \cdot Q_H$

Визначимо оптимальну некомпенсовану потужність  $Q_C$ , що отримується від енергосистеми. Для чого візьмемо першу похідну від виразу  $3'$  і прирівняємо її до нуля:

$$\frac{\partial 3'}{\partial Q} = \frac{2 \cdot Q_C}{U^2} \cdot R \cdot C_0 - 3_{0K} = 0, \quad (2.28)$$

тоді

$$Q_C = \frac{3_{0K} \cdot U^2}{2 \cdot R \cdot C_0}, Q_C = Q_H - Q_{KC}, Q_{KC} = Q_H - Q_C \quad (2.29)$$

Зміна витрат і їх мінімальне значення  $3_{min}$  показано на рисунку 2.7 і відповідні значення  $Q_C$  та  $Q_{KC}$ . Економічне значення не скомпенсованої (одержуваної від енергосистеми) потужності не залежить від початкового реактивного навантаження  $Q_H$ , а залежить від  $3_{0K}$ , і  $C_0$  і параметрів мережі  $U$  та  $R$ . Значення  $Q_C$  та  $Q_{KC}$  не залежать також від активної потужності  $P_H$ , що

обумовлює необхідність нормування реактивної потужності в абсолютних одиницях (кВАр, МВАр), а не у відносних ( $\cos\varphi$ ,  $\tan\varphi$ ).

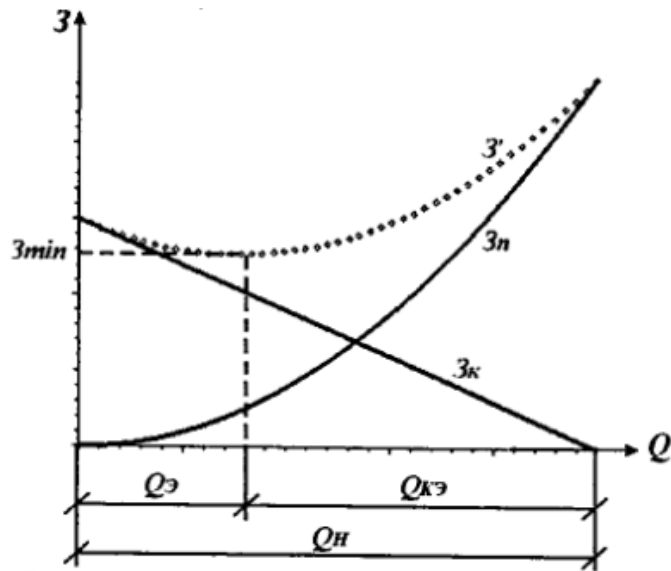


Рисунок 2.7 – Економічний аспект КРП

Зниження витрат на втрати при установці БК потужністю  $Q_K$  визначаються за формулою:

$$\delta Z = [Q_n^2 - (Q_n - Q_K)^2] \cdot \frac{R \cdot C_0}{U^2} = (2 \cdot Q_K \cdot Q_n - Q_K^2) \cdot \frac{R \cdot C_0}{U^2}, \quad (2.30)$$

а питоме зниження витрат (грн/кВАр встановленої потужності БК) по формулі:

$$\delta Z_{уд} = \frac{\delta Z}{Q_K} = \frac{2 \cdot Q_n - Q_K}{U^2} \cdot R \cdot C_0 \quad (2.31)$$

## 2.7 Оптимальний розподіл потужності батарей конденсатів до 1000В в радіальній та магістральній мережі

Схема радіальної електричної мережі представлена на рисунку 2.8, де введені позначення – сумарне реактивне навантаження споживачів ТП:

$$Q = \sum_1^n Q_i \text{ та сумарна потужність БК: } Q_K = \sum_1^n Q_{ki}.$$

Завдання полягає в тому, щоб задану відому сумарну потужність БК  $Q_K$  розподілити між окремими радіальними лініями  $Q_{ki}$  таким чином, щоб

забезпечити сумарний мінімум активних втрат потужності в цілому по мережі  $\Delta P_{\Sigma} = \min$ .

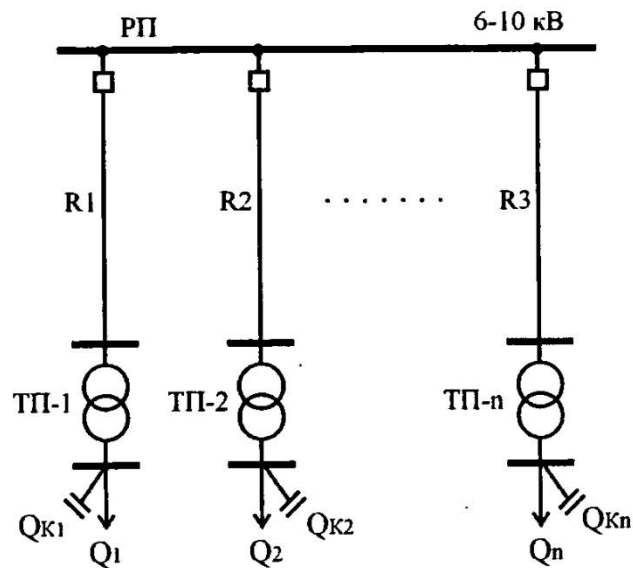


Рисунок 2.8 – Схема радіальної мережі

#### Порядок розрахунку

1. Визначаємо еквівалентний опір  $R_{\epsilon}$ :

$$\frac{1}{R_{\epsilon}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}.$$

2. Визначаємо вираз  $A = (Q - Q_k) \cdot R_{\epsilon}$

3. Знаходимо оптимальну потужність БК  $Q_{ki}$

$$Q_{ki} = Q_i - A \cdot \frac{1}{R_i}.$$

4. Якщо  $Q_{ki}$  вийде від'ємною, то варто  $i$ -ту ТП виключити та повторити розрахунок без неї.

Розглянемо оптимальний розподіл потужності БК до 1000В в магістральній мережі, рисунок 2.9. Для вирішення цього завдання використовуємо відомий прийом приведення умов нового завдання до умов, вирішення якої ми знаємо. Постановка завдання не відрізняється від попереднього. Необхідно задану потужність БК  $Q_k$  розподілити між ТП

магістральної мережі так, щоб забезпечити мінімум сумарних втрат потужності  $\Delta P = \min$ .

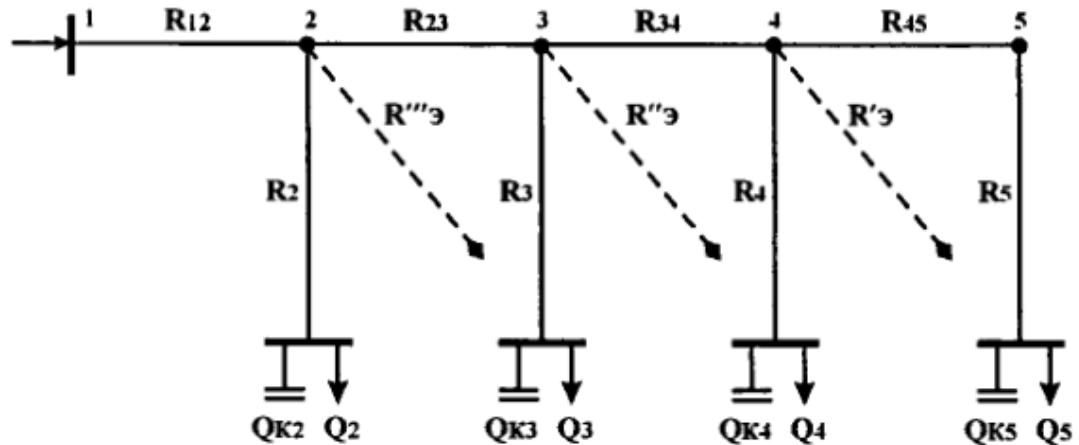


Рисунок 2.9 - Розрахункова схема магістральної мережі

#### Порядок розрахунку

1. Визначаємо еквівалентні опори  $R'_e, R''_e, R'''_e$  і реактивні навантаження  $Q_{45}, Q_{345}, Q_{2345}$ .
2. Визначаємо вираз виду  $(Q - Q_K) \cdot R''_e$  і по ньому для вузла 2 знаходимо  $Q_{K2}$  і  $Q_{K345}$ .
3. Визначаємо вираз виду  $(Q_{345} - Q_{K345}) \cdot R'_e$  і по ньому для вузла 3 знаходимо  $Q_{K3}$  і  $Q_{K45}$ .
4. Визначаємо вираз виду  $(Q_{45} - Q_{K45}) \cdot R'_e$  і по ньому для вузла 2 знаходимо  $Q_{K4}$  і  $Q_{K5}$ .

Таким чином, задача розподілу потужності БК в магістральних мережах вирішена. Розглянемо окремі випадки магістральних мереж.

Перший, коли опір магістралі значно менше опорів відгалужень  $R_{12}, R_{23}, \dots \ll R_1, R_2, \dots$ , тоді можна прийняти, що  $R_{12} = R_{23} \dots = 0$  і в цьому випадку завдання зводиться до розгляду радіальної мережі.

Другий випадок, коли опір відгалужень значно менше опору магістралі. Це має місце, коли відгалуження короткі або дуже потужні, тоді  $R_1, R_2, \dots \ll R_{12}, R_{23}, \dots$ , тобто отримуємо магістраль без відгалужень (рисунок

2.10) і можна прийняти, що  $R_1 = R_2 = R_3 = \dots = 0$ . Тоді еквівалентний опір  $R_c$  дорівнюватиме нулю.

Щоб забезпечити  $\Delta P = \min$ , необхідно в останньому 5-му вузлі магістралі (рисунок 2.10) передбачити повну компенсацію реактивної потужності. Якщо  $Q_5 \geq Q_{k5}$ , то вся потужність БК встановлюється в вузлі 5. Якщо ж  $Q_k > Q_5$ , то приймається  $Q_5 = Q_{k5}$ , інша частина потужності  $Q_{k2345} = Q_k - Q_5$  розподіляється між рештою вузлами за тим же принципом.

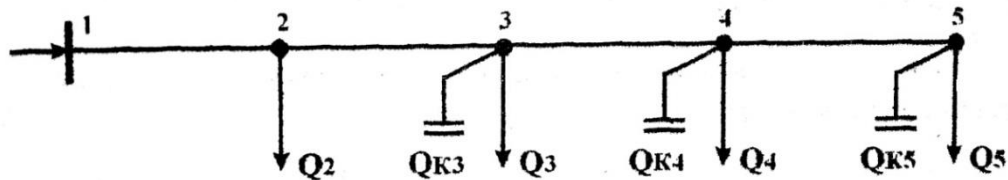


Рисунок 2.10 - Схема магістральної мережі без відгалужень

## 2.8 Вибір місця установки батарей конденсаторів в мережах з рівномірно розподіленим навантаженням

Завдання полягає в тому, щоб визначити місце установки БК ( $l_c = ?$ ) заданої потужності  $Q_k$ , (рисунок 2.10), що забезпечує мінімальне значення втрат активної потужності  $\Delta P = \min$ .

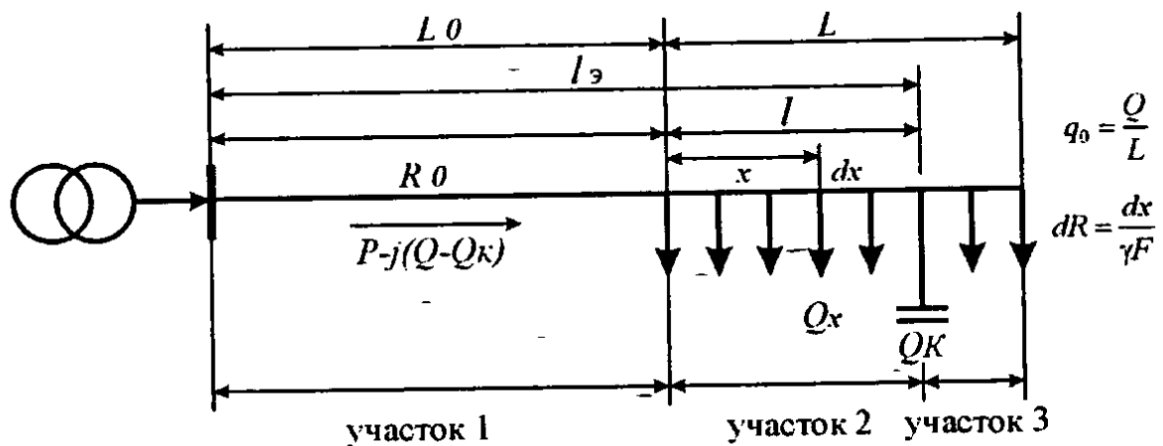


Рисунок 2.10 – Вибір місця установки БК в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

Вже згадана лінія розбита на три ділянки: перший - це головна ділянка магістралі без приєднання навантажень, другий - ділянка лінії з рівномірно розподіленим навантаженням від початку до місця установки БК, і третій - ділянка від місця установки БК до кінця лінії. Позначимо через  $Q_x$ , поточне значення реактивної потужності в перетині на відстані  $x$ .

$$Q_x = \frac{Q}{L} \cdot (L - x) - Q_\kappa.$$

Запишемо вираз для загальних втрат активної потужності  $\Delta P_\Sigma$  як суму втрат на виділених трьох ділянках лінії:

$$\Delta P_\Sigma = \frac{(Q - Q_\kappa)^2}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot R_0 + \int_0^l \frac{\left[ \frac{Q}{L} \cdot (l - x) - Q_\kappa \right]^2}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot \frac{dx}{\gamma F} + \int_l^L \frac{\left[ \frac{Q}{L} \cdot (L - x) \right]^2}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot \frac{dx}{\gamma F}, \quad (2.32)$$

де  $\gamma$  - питома провідність лінії, м/Ом·мм<sup>2</sup>;  $F$  - номінальний перетин дроту, мм<sup>2</sup>. Зробивши необхідні перетворення: взявши першу похідну по  $l$  і прирівнявши її до нуля маємо:

$$Q_\kappa - 2 \cdot Q + 2 \cdot Q \cdot \frac{l}{L} = 0,$$

звідси отримуємо

$$l = L \cdot \left(1 - \frac{Q_\kappa}{2 \cdot Q}\right) \quad \text{та} \quad l_3 = L_0 + L \cdot \left(1 - \frac{Q_\kappa}{2 \cdot Q}\right) \quad (2.33)$$

Мінімальні втрати в лініях з рівномірно розподіленим навантаженням залежать не тільки від вибору оптимальної відстані до місця установки БК, а й від ступеня компенсації  $\varepsilon = \frac{Q_\kappa}{Q}$ , тоді

$$\Delta P_{\min} = \beta \cdot \Delta P_{\max}$$

де  $\beta = (1 - \varepsilon)^3 + 0,25\varepsilon^2$ , а  $\Delta P_{\max}$  відповідає випадку, коли  $Q_\kappa = 0$ .

В таблиці 2.3 наведені залежності  $\beta = f(\varepsilon)$

Таблиця 2.3 – Залежності  $\beta = f(\varepsilon)$

$\varepsilon$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,67	0,7	0,8
$\beta$	0,514	0,350	0,232	0,156	0,118	0,111	0,113	0,136



З таблиці 2.3 видно, що вже при малому ступені компенсації  $\varepsilon = 0,2$  можна скоротити втрати  $(1 - 0,514)$  на 49%, а подальше збільшення  $\varepsilon$  понад 0,5 недоцільно.

## 2.9 Вибір місць установки і потужності комплектних батарей конденсаторів за умовами режиму напруги

Компенсація реактивної потужності в електричній мережі призводить не тільки до зниження втрат потужності, а й до зменшення втрат напруги.

До установки БК втрата напруги дорівнює:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R - Q \cdot X}{10 \cdot U_n^2}, \% \quad (2.34)$$

після установки БК потужності  $Q_k$  маємо:

$$\Delta U' = \frac{P \cdot R - (Q - Q_k) \cdot X}{10 \cdot U_n^2}, \% \quad (2.35)$$

тоді добавка напруги, створювана БК буде дорівнює

$$E_k = \Delta U - \Delta U' = \frac{Q_k \cdot X}{10 \cdot U_n^2}, \% \quad (2.36)$$

Звідси і з векторної діаграми напруг (рисунок 2.11) видно, що добавка напруги  $E_k$ , ( відрізок  $b b'$  ) залежить від потужності батареї конденсаторів  $Q_k$  і реактивного опору  $X$  ділянки мережі між місцем установки БК і джерелом живлення.

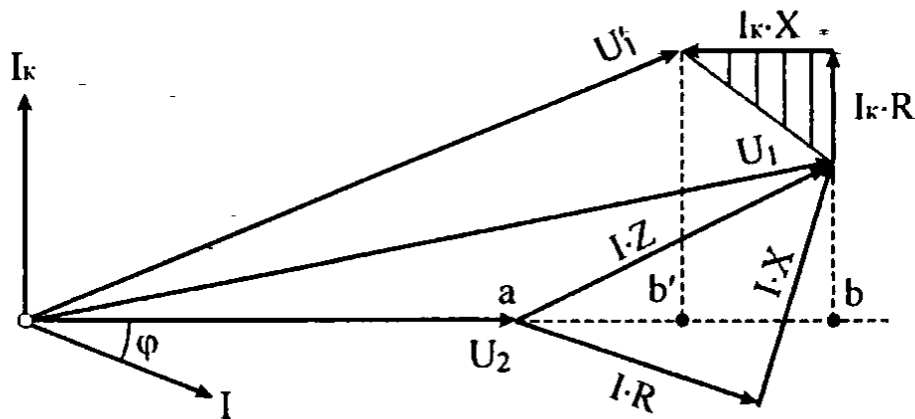


Рисунок 2.11 – Векторна діаграма напруг при встановленні БК

Регулюючий ефект БК, встановленої в різних точках електричної мережі наведено в таблиці 2.4, де вказані добавки  $E_k$  % при установці БК потужністю  $Q_k = 100$  кВАр і питома потужність БК  $Q_{к.уд.} = 10U_n^2/X$ , кВАр/%.

За даними, наведеними в таблиці 2.4 можна судити про ефективність засобів компенсації реактивної потужності, встановлених в різних місцях мережі.

Таблиця 2.4 – Регулюючий ефект БК

№	Місце установки БК, шины 0,4 кВ тр., кВА	$E_k$ при $Q_k = 100$ кВАр	$Q_{к.уд.}$ , кВАр/%
1	100	4,60	21,7
2	250	1,83	54,4
3	630	0,72	137,0
4	1000	0,46	217,0
5	ПЛ 1 км 0,38 кВ	20,00	5,0
6	ПЛ 1 км 10 кВ	0,035	2857
7	КЛ 1 км 0,38 кВ	3,75	26,7
8	КЛ 1 км 10 кВ	0,008	12500

Розглянемо порядок проведення розрахунків за визначенням мінімальної потужності БК для забезпечення нормованих відхилень напруги  $\delta U_d = \pm 5\%$  на затискачах електроприймачів окремого ТП. Відхилення напруги на затискачах найбільш віддаленого електроприймача в режимі максимальних навантажень дорівнюватиме:

$$\delta U = E'_n + E_T - (\Delta U_c + \Delta U_T + \Delta U_n), \quad (2.37)$$

і відхилення напруги у найближчого споживача в режимі мінімальних навантажень рівні:

$$\delta U'' = E''_n + E_T - \beta \cdot (\Delta U_c + \Delta U_T), \quad (2.38)$$

де  $E'_n$ ,  $E''_n$  - добавки напруги в процентах на шинах ЦЖ відповідно в режимі максимальних і мінімальних навантажень;  $E_T$  - відгалуження на трансформаторі з ПБВ ( $E_T = 0; 2,5; 5; 7,5; 10\%$ );  $\Delta U_c$ ,  $\Delta U_T$ ,  $\Delta U_n$  - втрата

напруги в режимі максимальних навантажень відповідно в мережі 10 кВ, трансформаторі і мережі 0,38 кВ;  $\beta = \Delta P_{\min} / \Delta P_{\max}$  - відношення навантаження мережі в мінімальному режимі до навантаження в максимальному режимі.

До використання БК з метою поліпшення режиму напруги вдаються в тих випадках, коли відхилення напруги у віддаленого споживача в режимі максимальних навантажень виявляються нижче допустимої межі  $\delta U_{\delta}^H = -5\%$ .

Для забезпечення мінімальної потужності БК необхідно вибрати відгалуження на трансформаторі  $E_T$  максимально великим, але так, щоб при відключеній батареї у найближчого споживача напруга не перевищила верхню допустиму межу  $\delta U_{\delta}^6 = +5\%$ .

$$E_T = \delta E_{\delta}^6 - E_n'' + \beta \cdot (\Delta U_c + \Delta U_T). \quad (2.39)$$

По знайденому значенню  $E_T$  підбирається менша стандартна добавка напруги  $E_T$ . Тоді шукане рівняння, в яке входить необхідна добавка  $E_{БК}$ , матиме вигляд:

$$E_n'' + E_T - (\Delta U_c + \Delta U_T + \Delta U_n) + \frac{Q_{\kappa i} \cdot x_i}{10 \cdot U_n^2} = \delta U_{\delta}^H = -5\% \quad (2.40)$$

звідси

$$Q_{\kappa i} = \frac{10 \cdot U_n^2}{x_i} \cdot [\delta U_{\delta}^H - E_n' - E_T + (\Delta U_c + \Delta U_T + \Delta U_n)]. \quad (2.41)$$

При необхідності установки БК в декількох  $n$  точках мережі потрібно попередньо визначити  $E_T$ , за формулою (2.37) для кожного трансформатора і скласти систему з  $n$  рівнянь. Вирішивши систему лінійних рівнянь, отримаємо значення шуканих мінімальних потужностей

Приклад складання системи рівнянь наведено для схеми мережі, показаної на рисунку 2.12.

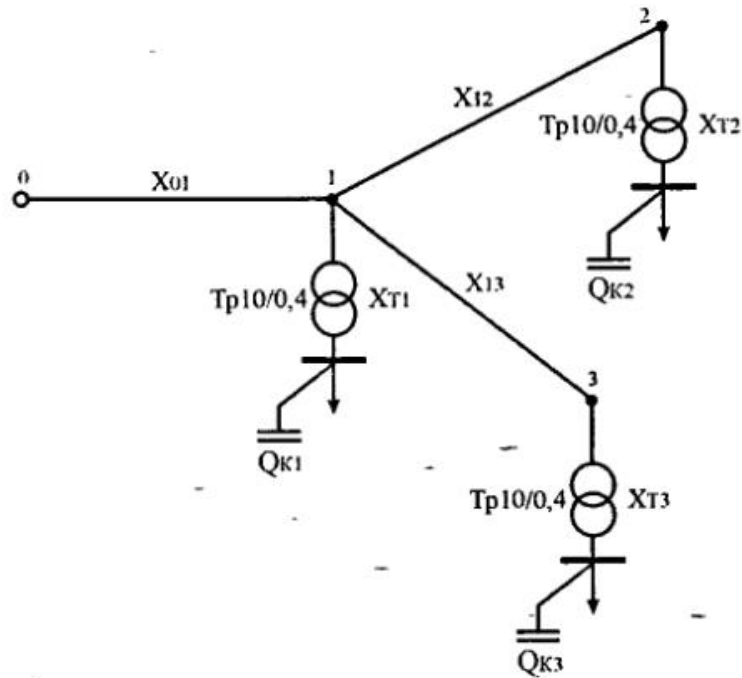


Рисунок 2.12 – Схема мережі 10 кВ для випадку установки БК в декількох точках мережі

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{ТП1: } E'_n + E_{T1} - \Delta U_{c1} - \Delta U_{T1} - \Delta U_{n1} + \frac{Q_{\kappa1} \cdot (x_{T1} + x_{01})}{10 \cdot U_n^2} + \frac{Q_{\kappa2} \cdot x_{01}}{10 \cdot U_n^2} + \frac{Q_{\kappa3} \cdot x_{01}}{10 \cdot U_n^2} = \delta U_\delta^n \\ \text{ТП2: } E'_n + E_{T2} - \Delta U_{c2} - \Delta U_{T2} - \Delta U_{n2} + \frac{Q_{\kappa1} \cdot x_{01}}{10 \cdot U_n^2} + \frac{Q_{\kappa2} \cdot (x_{01} + x_{12} + x_{T2})}{10 \cdot U_n^2} + \frac{Q_{\kappa3} \cdot x_{01}}{10 \cdot U_n^2} = \delta U_\delta^n \\ \text{ТП3: } E'_n + E_{T3} - \Delta U_{c3} - \Delta U_{T3} - \Delta U_{n3} + \frac{Q_{\kappa1} \cdot x_{01}}{10 \cdot U_n^2} + \frac{Q_{\kappa2} \cdot x_{12}}{10 \cdot U_n^2} + \frac{Q_{\kappa3} \cdot (x_{01} + x_{13} + x_{T3})}{10 \cdot U_n^2} = \delta U_\delta^n \end{array} \right. \quad (2.42)$$

Зробивши необхідні перетворення, отримуємо

$$\left\{ \begin{array}{l} a_1 \cdot Q_{\kappa1} + a_2 \cdot Q_{\kappa2} + a_3 \cdot Q_{\kappa3} = A \\ b_1 \cdot Q_{\kappa1} + b_2 \cdot Q_{\kappa2} + b_3 \cdot Q_{\kappa3} = B \\ c_1 \cdot Q_{\kappa1} + c_2 \cdot Q_{\kappa2} + c_3 \cdot Q_{\kappa3} = C \end{array} \right. \quad (2.43)$$

Рішення системи рівнянь дає шукані значення  $Q_{\kappa1}$ ,  $Q_{\kappa2}$ ,  $Q_{\kappa3}$ . Округливши отримані значення  $Q_{\kappa i}$  до стандартних величин потужностей, необхідно перевірити режим напруги. Якщо відхилення знаходяться в межах нормованих  $\delta U_\delta^H \leq \delta U_\delta^B$ , то розрахунок на цьому припиняється.

## 2.10 Вибір місць установки і потужності комплектних батарей конденсаторів на основі системного підходу

Розглянуті раніше завдання вибору оптимальної потужності і місць у установки конденсаторних батарей ґрунтувалися на припущенні безупинності шкали номінальних потужностей конденсаторів, що вимагає подальшого округлення одержуваних значень потужностей до стандартних величин. Це не дозволяє отримувати однозначні рішення, особливо при застосуванні комплектних БК з великим кроком зміни стандартних потужностей. Використання в розрахунках питомої вартості конденсаторів грн./кВАр виключає можливість належного врахування постійної складової витрат, що може суттєво спотворити результат розрахунку. Крім того, розглянуті завдання розглядались в однокритеріальній постановці без належного обліку можливих обмежень. Запропонований дискретний метод оптимізації БК в системах електропостачання в значній мірі вільний від перерахованих недоліків і дозволяє отримувати більш точні та обґрунтовані рішення. Умови рішення або постановка завдання полягає у визначенні місць установки і стандартних потужностей комплектних БК, які забезпечували б мінімум сумарних витрат при задоволенні обмежень по режиму напруг відповідно до норм ГОСТ 13109-97. В даному методі присутні основні компоненти, характерні для системного підходу аналізу і синтезу великих і складних систем. Тут знайшли відображення ієрархічний підхід до управління розвитку і функціонуванням СЕС, комплексний розгляд зв'язків і облік наявності відмінності різних критеріїв та обмежень, застосування сучасних методів математичного програмування, побудова математичних моделей та методів з високим ступенем адекватності. Суть рішення завдання оптимізації потужності і розміщення БК в СЕС полягає в наступному [2].

Нехай задана зростаюча по потужності  $Q_{K(P)}^H$  (кВАр) дискретна послідовність низьковольтних комплектних БК і відповідна їм їх вартість  $(K_{(P)}^H)$ .

$$Q_{K(P)}^H; K_{(P)}^H, \text{ де } P=1, 2 \dots r \quad (2.44)$$

З цієї послідовності необхідно вибрати такі потужності та їх поєднання БК, щоб забезпечити мінімум цільової функції витрат:

$$\begin{aligned} Z = & Z_{1\epsilon} \cdot \left[ \sum_1^n Q_i - Q_{K(P)}^H \right] + Z_{2\epsilon} \cdot \sum_1^n (Q_i - Q_{K(P)}^H)^2 + (E_H + P) \cdot \sum_1^m K_{(P)}^H + \\ & + \frac{C_0}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot \sum_1^l R_f \cdot (Q_i - Q_{K(P)}^H)^2 + C_0 \cdot tg \delta \cdot \sum_1^n Q_{K(P)}^H, \end{aligned} \quad (2.45)$$

де  $\sum R_f$  – сума опорів ділянок між місцем установки БК та джерелом живлення.

Але при цьому повинні бути витримані обмеження по режиму напруги у найбільш віддаленого електроприймача:

$$\delta U_s^{y0} + \frac{1}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot \sum_1^n Q_{K(P)}^H \cdot \sum_1^i x_f \geq \delta U_o^n \geq -5\%, \quad (2.46)$$

$$\delta U^{0,4} + \frac{1}{10^3 \cdot U_n^2} \cdot \sum_1^n Q_{K(P)}^H \cdot \sum_1^l x_f \leq \delta U_o^e \leq +5\% \quad (2.47)$$

Рішення даного завдання розділяється на два етапи.

На першому етапі вирішується виключно економічне завдання вибору оптимальної потужності і місць установки БК з заздалегідь заданої дискретної послідовності з метою забезпечення мінімуму витрат (рисунки 2.13). Причому забезпечення мінімуму витрат досягається за найбільш крутою траєкторією дискретним методом найскорішого спуску. Після чого проводиться перевірка режиму напруги у найбільш віддалених та найближчих споживачів. Якщо режим відповідає нормам ГОСТ 13109-97, то задача вирішена, а якщо ні, то перехід до другого етапу.

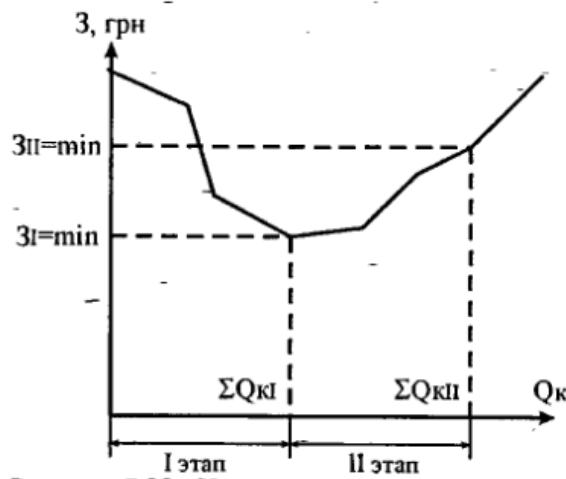


Рисунок 2.13 – Хід оптимізації в два етапи

На другому етапі проводиться нарощування потужностей БК у визначених пунктах мережі до тих пір, поки режим напруги у всіх споживачів не буде нормалізований (рисунок 2.13). При цьому здійснюється оптимізаційний процес вже за двома критеріями – витрат і режиму напруги. Режим напруги оцінюється в цілому для всіх ділянок мережі, де напруга не задовольняє нормам, по величині середньозважених відхилень напруги по формулі:

$$\delta U_{ср.зв.} = \frac{\sum_1^K \delta U_s^{y\partial} \cdot S_s}{\sum_1^K S_s}, \% \quad (2.48)$$

де  $\delta U_s^{y\partial}$  – відхилення напруги у найбільш віддаленого споживача в мережі  $s$ -го ТП, в мережі якого відхилення напруги не відповідають нормам  $\delta U_s^{y\partial} < \delta U_{\partial}^H = -5\%$ ;  $S_s$  – навантаження  $s$ -го ТП, де мають місце порушення норм ГОСТ13109-97;  $K$ -загальна кількість ТП, в мережі якого спостерігається низький рівень напруги.

При здійсненні оптимізації по II етапу процес йде по найбільш пологій траєкторії збільшення витрат у зв'язку з нарощуванням потужності БК, тобто мінімізуються витрати при однаковому ефекті по режиму напруги.

Алгоритм вирішення задачі КРП по I етапу:

1. По черзі в кожному пункті мережі на шинах 0,4 кВ трансформатора в ТП встановлюється комплектна БК мінімальної потужності, якщо в даному пункті до цього БК не була встановлена, або чергова потужність з дискретної послідовності, якщо в цьому пункті вже є БК.

2. Для кожного випадку установки БК у визначеному пункті мережі визначається величина витрат на черговому кроці оптимізації.

3. Обчислюється приріст цільової функції на кожному кроці оптимізації, тобто визначається ефективність даного кроку по величині відносного приросту наведених витрат:

$$Z' = Z_{\alpha+1} - Z_{\alpha} < 0, \quad (2.49)$$

де  $\alpha$  – номер кроку оптимізації.

В якості оптимізаційного пункту вибирається той пункт, який забезпечує найбільшу величину відносного приросту витрат, тобто призводить до найбільшого їх зниження.

4. Ознакою досягнення оптимуму є зміна знака  $Z' = Z_{\alpha+1} - Z_{\alpha} > 0$ , про що свідчить екстремум функції витрат досягнутий.

5. Здійснюється перевірка режиму напруги на затискачах найближчих і віддалених електроприймачів. Якщо відхилення напруги в цих точках виявиться в нормі, то кінець розрахунку. Якщо норми ГОСТ13109-97 не задовільні, то перехід до другого етапу розрахунку.

Алгоритм вирішення задачі КРП по II етапу:

1. По черзі в кожному пункті мережі встановлюється комплектна БК мінімальної потужності або чергової потужності, якщо в даній точці батарея вже стояла. Для чергового кроку оптимізації  $(\alpha+1)$  визначається значення витрат  $Z_{\alpha+1}$  і величина  $|\delta U_{\text{ср.зв.}}|_{\alpha+1}$ .

2. За отриманими значеннями  $Z_{\alpha+1}$  і  $\delta U_{\text{ср.зв.}}$  формується новий комплексний критерій оптимізації  $Z'$ , що дозволяє здійснити оптимізацію як



по критерію витрат, так і за критерієм режиму напруги, тобто вирішувати багатокритеріальну задачу:

$$Z' = \frac{Z_{\alpha+1} - Z_{\alpha}}{|\delta U_{cp.zv.\alpha}| - |\delta U_{cp.zv.}|_{\alpha+1}} = \frac{\delta Z}{\delta |\delta U_{cp.zv.}|} = \min \quad (2.50)$$

Відносна величина приросту витрат  $Z'$  обчислюється для всіх варійованих пунктів мережі.

3. В якості оптимізаційного пункту установки БК вибирається той, у якого  $Z'$  буде найменшим. У цьому пункті установка БК виявляється найбільш ефективною з урахуванням двох критеріїв ( $Z_{\alpha+1}$  і  $\delta U_{cp.zv.}$ ).

4. Проводиться розрахунок режиму напруги з урахуванням установки БК в оптимізаційному пункті і перевіряється умова

$$|\delta U_{cp.zv.}| = 0 ? \quad (2.51)$$

Якщо ні, то переходимо до пункту 1 алгоритму і розрахунок повторюється в відповідності з даними алгоритмом. Якщо умова  $|\delta U_{cp.zv.}| = 0 ?$  справедлива, то кінець розрахунку.

Хід оптимізаційного процесу можна наочно прослідкувати на прикладі схеми електричної мережі, наведеної на рисунку 2.14. Комплектні БК пропонуються встановлювати на шинах 0,4 кВ трансформаторів в ТП. Дискретна послідовність потужності і відповідної вартості комплектних БК наведені в таблиці 2.5. Хід оптимізації процесу по крокам наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.5 – Параметри БК

$P$	$Q^H_K$ , кВАр	$K^H$ , грн
1	80	1000
2	160	2000
3	280	3000

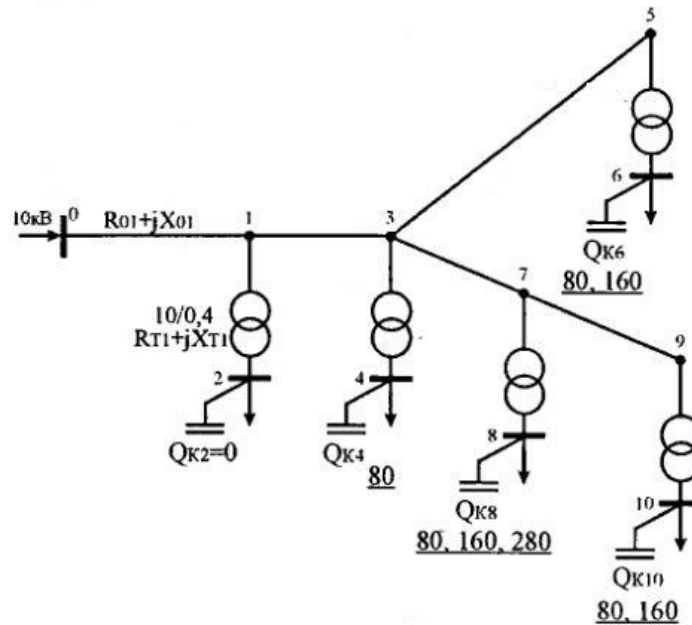


Рисунок 2.14 – Хід оптимізації потужності БК

Як видно з таблиці 2.6 оптимальний режим по економічному критерію  $Z=\min$  встановлюється вже на другому кроці оптимізаційного процесу. При цьому необхідно встановити в пункті 10 БК потужністю  $Q_{K(10)}=160\text{кВАр}$ . Перевірка режиму напруг показала, що норми ГОСТ13109-97 не витримуються, так  $\delta U_{\text{ср.зв.}} = -5,2\%$ . Це означає, що слід продовжити розрахунок і перейти до другого етапу алгоритму, нарощуючи найкращим чином потужності БК до тих пір, поки режим напруги не нормалізується в усіх точках мережі  $\delta U_{\text{ср.зв.}}=0$ . Для цього знадобилося 8 кроків оптимізаційного процесу. У результаті розрахунку оптимальні потужності БК виявилися рівними  $Q_{K(4)}=80\text{кВАр}$ ,  $Q_{K(6)}=160\text{кВАр}$ ,  $Q_{K(8)}=280\text{кВАр}$  та  $Q_{K(10)}=160\text{кВАр}$ .

Ілюстрація зміни параметрів ходу оптимізації ( $K$ ,  $\Delta P$  та  $Z$ ) наведено рисунку 2.15.

Таблиця 2.6 – Кроки оптимізаційного процесу

№ кроку	№ оптимізаційного пункту	$Q_{K(P)}^i$ , кВАр	$\Sigma K_{P,}^{II}$ , в. о.	$\Delta P$ , в. о.	З, в. о.	$\delta U_{ср.зв.}$ , %	Етап
0	-	-	-	1,54	1,10	-7,2	I
1	10	80	0,56	1,23	1,04	-6,2	
2	10	160	1,0	1,0	1,0	-5,2	
3	6	80	1,56	0,79	1,015	-4,2	II
4	6	160	2,00	0,65	1,02	-3,5	
5	8	80	2,57	0,48	1,05	-2,5	
6	8	160	3,05	0,36	1,09	-1,7	
7	8	280	3,54	0,26	1,17	-0,7	
8	4	80	4,10	0,19	1,27	0	

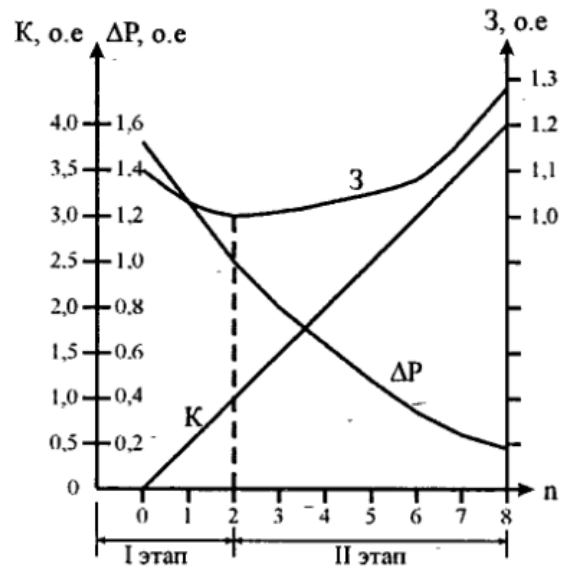


Рисунок 2.15 – Зміна параметрів мережі в процесі оптимізації

При нормалізації режиму напруги в мережі за допомогою БК, слід попередньо провести розстановку відгалужень на трансформаторах з ПБВ ( $E_T$ ) і вибрати відповідний закон регулювання напруги на шинах центрів живлення трансформаторів з РПН:  $E_n=f(\beta)$ .

При необхідності можуть бути також враховані обмеження по допустимому струму, облік статичних характеристик навантажень і конденсаторів, застосування як низьковольтних, так і високовольтних БК.

### **2.11 Підвищення пропускної здатності ліній електропередач за допомогою засобів компенсації реактивної потужності**

Обґрунтування пропускної здатності — це складна багатопланова задача. Пропускна здатність електропередачі визначається призначенням та роллю електропередачі в системі.

Один із методів підвищення пропускної здатності кабельних ліній є застосування засобів компенсації реактивної потужності. Його використання обґрунтоване тим, що дає змогу не лише підвищити пропускну здатність, а й зменшити втрати при передачі електроенергії, підвищити якість електроенергії та надійність.

Проблема компенсації реактивної потужності завжди займала важливе місце в загальному комплексі питань підвищення ефективності передачі, розподілу та споживання електричної енергії. Правильне рішення таких задач в значній мірі визначає економію грошових засобів та матеріальних ресурсів, підвищення якості електроенергії. Основні питання компенсації реактивної потужності повинні розглядатися з врахуванням сучасних поглядів та нових технологічних рішень [2].

Втрати, які можуть виникнути в системах електропостачання при збільшенні перетоків реактивної потужності (для порівняння будемо співставляти випадок, коли  $Q = 0$ ,  $\cos \varphi = 1,0$ ,  $\operatorname{tg} \varphi = 0$  та випадок -  $\cos \varphi = 0$ ,  $\operatorname{tg} \varphi = 1,0$ ).

1) збільшення перетоків реактивної потужності приводить до збільшення величини повного струму.

$$I = P \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi} / \sqrt{3} U \quad (2.52)$$

При збільшенні  $Q$  до  $tg\varphi=1,0$ , струм в лінії збільшився б в 1,41 разів. Це призвело б до зменшення пропускної здатності лінії електропередач за нагрівом, необхідності збільшення перерізу проводів та жил кабелів на одну та дві ступені стандартного перерізу, а в ряді випадків виникає необхідність спорудження нових ліній електропередач та заміні трансформаторів на більшу потужність.

2) збільшення перетоків реактивної потужності пов'язано зі зростанням активних  $\Delta P$  та реактивних  $\Delta Q$  втрат потужності.

$$\Delta P = P^2 (1 + tg^2 \varphi) R / U^2, \quad \Delta Q = P^2 (1 + tg^2 \varphi) X / U^2 \quad (2.53)$$

При зростанні перетоків реактивної потужності до значення  $tg\varphi=1,0$  величина втрат може подвоїтись. Це, в свою чергу, призведе до перевитрат електроенергії, збільшення тарифів на електроенергію та перевитрати енергетичного палива.

3) збільшення перетоків реактивної потужності викликає додаткові втрати напруги:

$$\Delta U = (P \cdot R - Q \cdot X) / 10U_n^2 = P \cdot (R - tg\varphi \cdot X) / 10U_n^2 \quad (2.54)$$

При цьому збільшується ковзання  $s$  асинхронних двигунів, знижується освітлювальність робочих місць, що призводить до зниження продуктивності праці. Зниження рівня напруги впливає на статичну стійкість електроенергетичної системи і на стійкість вузла навантаження в результаті виникнення явища «лавини напруги».

Для відображення актуальності використання засобів компенсації реактивної потужності проведемо розрахунки на прикладі кабельної лінії 10 кВ типу АПвП 3х35 по якій йде живлення району міста за умовами нагрівання.

Активна потужність, що передається по лініям без компенсації реактивної потужності, рівна  $P_1 = \sqrt{3}UI \cos \varphi_1$ , а при використанні компенсації  $P_2 = \sqrt{3}UI \cos \varphi_2$ , тоді збільшення пропускної здатності:

$$\delta P = \frac{P_2}{P_1} = \frac{\sqrt{3}UI \cos \varphi_2}{\sqrt{3}UI \cos \varphi_1} = \frac{\cos \varphi_2}{\cos \varphi_1}, \quad (2.55)$$

$$\cos \varphi_2 = \delta P \cos \varphi_1,$$

де  $\delta P$  - збільшення пропускної здатності при заміні перерізу кабельної лінії  $F_1$  на новий  $F_2$ ,  $F_2 > F_1$ .

Розглянемо кабель АПвП 3х35 з параметрами  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$ ,  $I_d = 147 \text{ А}$ ,  $\cos \varphi = 0,8$ .

Визначимо активну і реактивну потужність:

$$P_1 = \sqrt{3}UI \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 147 \cdot 0,8 = 2036,892 \text{ кВт},$$

$$Q_1 = \sqrt{3}UI \sin \varphi = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 147 \cdot 0,6 = 1527,669 \text{ квар.}$$

Тоді при заміні перерізу кабеля на одну ступінь з  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$  на  $F_2 = 50 \text{ мм}^2$ ,  $I_d = 170 \text{ А}$ ,  $\cos \varphi = 0,8$ .

Визначимо активну потужність:

$$P_2 = \sqrt{3}UI \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 170 \cdot 0,8 = 2355,589 \text{ кВт},$$

$$\delta P = \frac{P_2}{P_1} = \frac{2355,589}{2036,892} = 1,156,$$

$$\cos \varphi_2 = \delta P \cdot \cos \varphi_1 = 1,156 \cdot 0,8 = 0,925.$$

Скомпенсована реактивна потужність рівна:

$$Q_2 = P_1 \cdot \tan \varphi_2 = 2036,892 \cdot 0,41 = 835,639 \text{ квар.}$$

Тоді потужність конденсаторних батарей буде рівна:

$$Q_{\kappa} = Q_1 - Q_2 = 1527,669 - 835,639 = 692,03 \text{ квар.}$$

При заміні на дві ступені  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$  на  $F_2 = 70 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{д}} = 210 \text{ А}$ ,  
 $\cos \varphi = 0,8$

$$P_2 = \sqrt{3}UI \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 210 \cdot 0,8 = 2909,845 \text{ кВт},$$

$$\delta P = \frac{P_2}{P_1} = \frac{2909,845}{2036,892} = 1,429,$$

$$\cos \varphi_2 = \delta P \cdot \cos \varphi_1 = 1,429 \cdot 0,8 = 1,143.$$

Так як перекомпенсація недопустима:

$$Q_2 = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_2 = 2036,892 \cdot 0 = 0 \text{ квар.}$$

Виходячи з цього потужність конденсаторної установки рівна:

$$Q_{\kappa} = Q_1 - Q_2 = 1527,669 - 0 = 1527,669 \text{ квар.}$$

При цьому пропускна можливість зменшиться та буде рівна:

$$\delta P = \frac{\cos \varphi_2}{\cos \varphi_1} = \frac{1}{0,8} = 1,25.$$

Досягнення ефекту підвищення пропускної здатності, отриманого при заміні кабельної лінії на два стандартні перерізи за допомогою конденсаторних установок неможливо, так як має місце перекомпенсація. Збільшення реактивної потужності впливає так само як і недокомпенсація, так як при розрахунку втрат використовують значення реактивної потужності в квадраті. Виходячи з цього максимальний ефект підвищення пропускної здатності який можливо досягти рівний  $\delta P = 1,25$  [7].

За умовами режиму напруги. В подальших розрахунках будемо використовувати потужність розраховану за подвоєним значенням економічної густини струму. Згідно [28] при виборі перерізу за економічною густиною струму розрахункова формула має вигляд  $I = F \cdot j_{\text{ек}}$ . Для запобігання збільшення кількості ліній допускається дворазове перевищення струму, розрахованого згідно цього методу  $I_1 = 2 \cdot F \cdot j_{\text{ек}}$ . Значення  $j_{\text{ек}}$  для кабелю марки АПвП та числа годин використання максимуму навантаження  $T_m = 3000$  рівне  $j_{\text{ек}} = 1,6$ .

Для кабелю АПвП 3х35 перерізом  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$ ,  $I_1 = 2 \cdot 35 \cdot 1,6 = 112 \text{ А}$ :

$$P_1 = \sqrt{3}UI \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 112 \cdot 0,8 = 1551,918 \text{ кВт},$$

$$Q_1 = \sqrt{3}UI \sin \varphi = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 112 \cdot 0,6 = 1163,938 \text{ квар}.$$

Втрати напруги в мережі до встановлення конденсаторних батарей рівна:

$$\Delta U_1 = \frac{PR - QX}{10U_n^2}, \quad (2.56)$$

А після встановлення:

$$\Delta U_1 = \frac{\delta P \cdot PR - (Q - Q_k)X}{10U_n^2} \quad (2.57)$$

Виходячи з цих двох рівнянь та приймаючи умову, що  $\Delta U_1 = \Delta U_2$ , отримаємо вираз за яким знайдемо потужність конденсаторних батарей яка необхідна для досягнення ефекту збільшення пропускної здатності отриманого при заміні перерізу кабельних ліній:

$$Q_k = P_1 \frac{r_0}{x_0} (\delta P - 1) \quad (2.58)$$



Знаходимо значення потужності конденсаторних батарей:

- заміна перерізу на одну ступінь з  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$  на  $F_2 = 50 \text{ мм}^2$ ,  
 $I_2 = 2 \cdot 50 \cdot 1,6 = 160 \text{ А}$ :

$$P_2 = \sqrt{3}UI \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 160 \cdot 0,8 = 2217,025 \text{ кВт},$$

$$\delta P = \frac{P_2}{P_1} = \frac{2217,025}{1551,918} = 1,429,$$

$$Q_{\kappa} = P_1 \frac{r_0}{x_0} (\delta P - 1) = 1551,918 \frac{0,641}{0,08} (1,429 - 1) = 4737,043 \text{ квар.}$$

- заміна перерізу на два ступені з  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$  на  $F_2 = 70 \text{ мм}^2$ ,  
 $I_2 = 2 \cdot 70 \cdot 1,6 = 224 \text{ А}$ :

$$P_2 = \sqrt{3}UI \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 224 \cdot 0,8 = 3103,835 \text{ кВт},$$

$$\delta P = \frac{P_2}{P_1} = \frac{3103,835}{1551,918} = 2,$$

$$Q_{\kappa} = P_1 \frac{r_0}{x_0} (\delta P - 1) = 1551,918 \frac{0,443}{0,086} (2 - 1) = 7994,18 \text{ квар.}$$

За критерієм умов режиму напруги неможливо досягти ефекту збільшення пропускної здатності кабельних ліній при застосуванні конденсаторних батарей, ні при порівнянні з заміною перерізу кабельної лінії на один переріз, ні на два, в обох випадках має місце перекомпенсація [7].

За умовами зниження втрат потужності. Втрати активної потужності в кабельних лініях без компенсації реактивної потужності:

$$\Delta P_1 = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \cdot 10^{-3}, \quad (2.59)$$

з компенсацією реактивної потужності:

$$\Delta P_2 = \frac{P^2 + (Q - Q_k)}{U^2} \cdot R \cdot 10^{-3}, \quad (2.60)$$

тоді збільшення пропускної здатності кабельних ліній буде рівна:

$$\begin{aligned} \delta \Delta P &= \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{R \cdot 10^{-3}}{U^2} \cdot (P^2 + Q^2 - P^2 - Q^2 + 2 \cdot Q \cdot Q_k - Q_k^2) = \\ &= \frac{R \cdot 10^{-3}}{U^2} (2Q \cdot Q_k - Q_k^2) = k_3 \cdot \Delta P_1 \end{aligned}$$

Після перетворення отримаємо вираз:

$$2Q \cdot Q_k - Q_k^2 - k_3 (P_1^2 - Q_1^2) = 0 \quad (2.61)$$

Розв'язавши квадратне рівняння та вибравши найменший з двох коренів отримаємо значення  $Q_k$ .

Виконаємо розрахунок для кабельної лінії АПвП 3х35 замінивши переріз на одну ступінь з  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$  на  $F_2 = 50 \text{ мм}^2$ :

$$\begin{aligned} 2Q \cdot Q_k - Q_k^2 - 0,29 \cdot (P_1^2 - Q_1^2) &= 0, \\ 2 \cdot 649,086 \cdot Q_k - Q_k^2 - 0,29(2036,892^2 - 1527,669^2) &= 0. \end{aligned}$$

Розрахувавши квадратне рівняння та вибравши найменший з двох коренів, знайдемо значення  $Q_k = 403 \text{ квар}$ .

Виконаємо розрахунок для кабельної лінії АПвП 3х35 замінивши переріз на два ступені з  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$  на  $F_2 = 70 \text{ мм}^2$ :

$$\begin{aligned} 2Q \cdot Q_k - Q_k^2 - 0,474 \cdot (P_1^2 - Q_1^2) &= 0 \\ 2 \cdot 649,086 \cdot Q_k - Q_k^2 - 0,474(2036,892^2 - 1527,669^2) &= 0 \end{aligned}$$

З рівняння отримуємо  $Q_k = 968 \text{ квар}$ . Зведемо дані у таблиці 2.7 та 2.8.

Таблиця 2.7 - Потужність конденсаторних батарей (КБ) при досягненні збільшення ефекту пропускної здатності кабельної лінії при заміні перерізу на одну ступінь

Переріз, мм <sup>2</sup>	Потужність КБ за умовами нагріву, кВАр		Потужність КБ за втратами активної потужності, кВАр	Потужність КБ за умовами режиму напруги, кВАр
	Алюм. жили	Мідні жили		
35-50	692,03	971,141	403	6721,142
50-70	1402,136	1669,809	542	7484,529
70-95	1377,514	1583,438	685	7578,482
95-120	1038089	1303,245	706	7697,938
120-150	997,854	1260,912	851	7877,632
150-185	1240,646	1563,711	998	8494,753
185-240	1749,523	2129,001	1173	8281,4

Таблиця 2.8 - Потужність конденсаторних батарей (КБ) при досягненні збільшення ефекту пропускної здатності кабельної лінії при заміні перерізу на два ступені

Переріз, мм <sup>2</sup>	Потужність КБ за умовами нагріву, кВАр		Потужність КБ за втратами активної потужності, кВАр	Потужність КБ за умовами режиму напруги, кВАр
	Алюм. жили	Мідні жили		
35-70	1527,669	2005,715	968	7994,18
50-95	1766,692	2338,269	1179	7692,81
70-120	2128,384	2857,884	1288	6924,782
95-150	2629,253	3387,891	1436	6937,324
120-185	2992,984	3845,153	1707	6138,568
150-240	3346,322	4292,022	2068	6281,571

Отримання збільшення пропускної здатності кабельних ліній при застосуванні конденсаторних батарей можливе за критеріями умов нагріву та умов зниження втрат активної потужності, але за критерієм

умов нагріву лише при порівнянні з ефектом досягнутому при заміні перерізу кабельної лінії на один переріз, в випадку заміни перерізу на два ступені має місце перекомпенсація. А за критерієм умов режиму напруги присутня перекомпенсація в обох випадках [2].

### **2.12 Підвищення пропускної здатності шляхом заміни існуючої лінії на один стандартний переріз та використання компенсації реактивної потужності, з отриманням ефекту збільшення пропускної здатності від заміни існуючої лінії на два стандартних перерізи**

За умовами нагрівання. Розглянемо лінію виконану кабелем АПвП 3х35, при заміні на один стандартний переріз з  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$  на  $F_2 = 50 \text{ мм}^2$   $\delta P_{n=1} = k_{1,n=1} P_1 = 0,195 P_1$ , а при заміні на два перерізи з  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$  на  $F_2 = 70 \text{ мм}^2$   $\delta P_{n=2} = k_{1,n=2} P_1 = 0,494 P_1$ .

$$\Delta \delta P = (k_{1,n=2} - k_{1,n=1}) P_1, \quad (2.62)$$

$$\Delta \delta P = (0,494 - 0,195) P_1 = 0,29 P_1.$$

З отриманих даних визначимо  $\cos \varphi_2 = 1,29 \cdot \cos \varphi_1 = 1,29 \cdot 0,8 \approx 1$ ,  $Q_2 = P_1 \tan \varphi_2 = 2036,892 \cdot 0 = 0$  квар. Тоді потужність конденсаторної установки буде рівна:

$$Q_k = Q_1 - Q_2 = 1527,669 - 0 = 1527,669 \text{ квар.}$$

Визначимо зниження необхідної потужності конденсаторних батарей:

$$\Delta Q_k = \frac{Q_{k, n=1} - Q_k}{Q_{k, n=1}} = \frac{2036,892 - 1527,669}{1527,669} = 0,333.$$

За умовами режиму напруги. При заміні на один стандартний переріз з  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$  на  $F_2 = 50 \text{ мм}^2$   $\delta P_{n=1} = k_{2,n=1} P_1 = 0,306 P_1$ , а при заміні на два перерізи з  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$  на  $F_2 = 70 \text{ мм}^2$   $\delta P_{n=2} = k_{1,n=2} P_1 = 0,78 P_1$ .

$$\Delta \delta P = (k_{2,n=2} - k_{2,n=1}) P_1, \quad (2.63)$$

$$\Delta \delta P = (0,78 - 0,306) P_1 = 0,474 P_1.$$

З отриманих розрахунків визначимо:

$$Q_k = P_1 \frac{r_0}{x_0} (\delta P - 1) = 1551,918 \frac{0,868}{0,095} (1,474 - 1) = 6721,142 \text{ квар.}$$

За умовами зниження втрат потужності. При заміні на один стандартний переріз з  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$  на  $F_2 = 50 \text{ мм}^2$   $\delta P_{n=1} = k_{3,n=1} P_1 = 0,3 P_1$ , а при заміні на два перерізи з  $F_1 = 35 \text{ мм}^2$  на  $F_2 = 70 \text{ мм}^2$   $\delta P_{n=2} = k_{3,n=2} P_1 = 0,5 P_1$ .

$$\Delta \delta P = (k_{3,n=2} - k_{3,n=1}) P_1,$$

$$\Delta \delta P = (0,5 - 0,3) P_1 = 0,2 P_1.$$

З отриманих розрахунків визначимо:

$$2Q \cdot Q_k - Q_k^2 - k_3 (P_1^2 + Q_1^2) = 0,$$

$$2 \cdot 649,086 \cdot Q_k - Q_k^2 - 0,2 (1551,918^2 - 1163,938^2) = 0.$$

Розрахувавши квадратне рівняння та вибравши найменший з двох коренів, знайдемо значення  $Q_k = 697 \text{ квар.}$

Визначимо зниження необхідної потужності конденсаторних батарей:

$$\Delta Q_k = \frac{Q_{k, n=1} - Q_k}{Q_{k, n=1}} = \frac{1163,938 - 697}{1163,938} = 0,4.$$

Можна зробити висновок, що за критерієм режиму напруги неможливо досягти ефекту збільшення пропускної здатності кабельних ліній, отриманого при заміні перерізу будь яким методом через те, що присутня перекомпенсація. А за умовами нагріву та умовами втрат активної потужності при комбінованому методі отримуємо необхідний ефект [29], а також маємо змогу зменшити потужність встановлюваних конденсаторних батарей, таблиця 2.9.

Таблиця 2.9 - Потужність конденсаторних батарей (БК) при досягненні збільшення ефекту пропускної здатності кабельної лінії при заміні перерізу на два ступені та використання засобів компенсації реактивної потужності

Переріз, мм <sup>2</sup>	Потужність БК за умовами нагріву, кВАр		Потужність БК за втратами активної потужності, кВАр	Потужність БК за умовами режиму напруги, кВАр
	Алюм. жили	Мідні жили		
35-70	1527,669	2005,715	697	6721,142
50-95	1766,692	2338,269	607	7484,529
70-120	2182,384	2857,884	428	7578,482
95-120	2629,253	3387,891	390	7697,938
120-185	2992,984	3845,153	335	7877,632
150-240	3346,322	4292,022	292	8494,753

## Висновки

При практичному вирішенні завдань компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах промислових підприємств, міст і сільських районів доводиться вирішувати завдання, пов'язані з вибором типу компенсуючого пристрою, його оптимальної потужності і місця розміщення. Технічні засоби компенсації реактивної потужності дозволяють підвищити пропускну здатність елементів електричних мереж (ліній і трансформаторів), істотно знизити втрати потужності і електричної енергії, поліпшити показники якості електричної енергії. При цьому в залежності від моделі, методу вирішення і критерію оптимізації можуть бути отримані різні рішення.

## РОЗДІЛ 3

### МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ ВИБОРУ МІСЦЬ УСТАНОВКИ ТА ПОТУЖНОСТІ БАТАРЕЙ КОНДЕНСАТОРІВ

#### 3.1 Вирішення задач компенсації реактивної потужності методом не визначених множників Лагранжа

Серед задач не лінійного програмування виділяють ті, які можуть бути вирішені на основі класичних методів визначення екстремумів функцій. Такі задачі, перш за все, повинні задовольняти вимогам неперервності цільової функції  $F(x)$  та функціональних обмежень типу  $g(x_1, \dots, x_n) > b$ , а також відсутність серед змінних  $x_i$  цілочисельних дискретних та нульових [30].

Умовою існування екстремуму неперервної функції є рівність нулю усіх її окремих перших похідних, тобто умова:

$$\frac{\partial F(x)}{\partial x_i} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.1)$$

Процедура безумовної оптимізації функції класичним методом включає наступні етапи:

- вирішення системи рівнянь (3.1) з метою визначення усіх стаціонарних точок;
- аналіз стаціонарних точок з метою виявлення усіх мінімумів та максимумів функції  $F(x)$ ;
- порівняння між собою мінімальних (максимальних) значень  $F(x)$  з метою визначення глобального екстремуму.

Розглянемо вирішення оптимізаційних задач методом невизначених множників Лагранжа.

$$F(x) = F(x_1, \dots, x_n) \rightarrow \text{extr}, x \in \Omega, \quad (3.2)$$

де область  $\Omega$  визначається тільки обмеженнями, записаними у вигляді рівностей:

$$g_j(x_1, \dots, x_n) = b, j=1, \dots, m < n \quad (3.3)$$

Введемо вектор  $\lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_m)$  та розглянемо функцію

$$\Phi(x, \lambda) = F(x) + \sum_1^m \lambda_j [g_j(x_1, \dots, x_m) - b_j], \quad (3.4)$$

яка є функцією Лагранжа, а величина  $\lambda_j$  – невизначеним множником Лагранжа. Функція  $\Phi(x, \lambda)$  є функцією  $n+m$  змінних  $x_1, \dots, x_n$  та  $\lambda_1, \dots, \lambda_m$ . розглянемо стаціонарні точки функції  $\Phi(x, \lambda)$ , які можна отримати з вирішення системи рівнянь:

$$\frac{\partial \Phi(x, \lambda)}{\partial x_i} = 0, \quad i = 1, \dots, n, \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial \Phi(x, \lambda)}{\partial \lambda_j} = g_j(x_1, \dots, n) - b_j = 0, \quad j = 1, \dots, m \quad (3.6)$$

Зауважимо, що рівняння (3.6) співпадає з обмеженнями (3.3) та як впливає з (3.4), при їх дотриманні  $\Phi(x, \lambda) = F(x)$ . У зв'язку з цим, якщо в стаціонарній точці  $(x^*, \lambda^*)$  функція (3.4) досягає екстремуму,  $x^*$  забезпечує і екстремум функції  $F(x)$  при виконанні обмежень (3.3), тобто дає рішення задачі (3.2), (3.3).

Розглянемо приклад вирішення задачі компенсації реактивної потужності на основі методу Лагранжа.

До шин 6 кВ РП цеху промислового підприємства приєднані три синхронних двигуни: СДН-14-59-6, СДН-15-49-12 та СДН-16-64-12. Необхідно визначити оптимальну ступінь участі кожного двигуна в компенсації реактивної потужності  $Q_{\Sigma}=1,8$  МВАр, якщо по умовам завантаження по активній потужності допустимий коефіцієнт завантаження по реактивній потужності першого двигуна  $\alpha_1 = 0,95$ , другого  $\alpha_2 = 0,98$  та третього  $\alpha_3 = 1,18$ .

Втрати потужності, які виникають в синхронному двигуні (СД) можуть бути визначені за формулою:

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_n} Q + \frac{D_2}{Q_n^2} Q^2 \quad (3.7)$$

де  $Q$  – реактивна потужність, що генерується СД;



$Q_n$  – номінальна реактивна потужність СД;

$D_1, D_2$  – постійні даного СД.

Допустиме завантаження двигуна по реактивній потужності  $Q_d = 2 \cdot Q_n$ , тоді за довідковими даними маємо:

– СДН-14-59-6 відповідає  $P_n = 1,25$  МВт,  $Q_n = 0,633$  МВАр,  $D_1 = 0,00474$  МВт,  $D_2 = 0,00442$  МВт;

– СДН-15-49-12 відповідає  $P_n = 1,0$  МВт,  $Q_n = 0,511$  МВАр,  $D_1 = 0,00661$  МВт,  $D_2 = 0,00588$  МВт;

– СДН-16-64-12 відповідає  $P_n = 2,0$  МВт,  $Q_n = 1,02$  МВАр,  $D_1 = 0,00922$  МВт,  $D_2 = 0,00829$  МВт.

Тому для першого СД  $Q_{d1} = 0,95 \cdot 0,633 = 0,6$  МВАр, для другого СД  $Q_{d2} = 0,98 \cdot 0,511 = 0,5$  МВАр, для третього  $Q_{d3} = 1,18 \cdot 1,02 = 1,2$  МВАр.

Тоді величина втрат потужності в 1, 2 та 3 СД, у відповідності з (3.7) складе:

$$\Delta P_1 = \frac{0,00474}{0,633} Q_1 + \frac{0,00442}{0,633^2} Q_1^2 = 0,00749 \cdot Q_1 + 0,01104 \cdot Q_1^2,$$

$$\Delta P_2 = 0,01294 \cdot Q_2 + 0,02244 \cdot Q_2^2,$$

$$\Delta P_3 = 0,00973 \cdot Q_3 + 0,00797 \cdot Q_3^2.$$

Задача полягає в тому, щоб відшукати такі потужності  $Q_i$ ,  $i = 1, 2, 3$ , які забезпечували б мінімум сумарних втрат  $\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3$ , при дотриманні обмежень за величинами  $Q_{di}$ ,  $i = 1, 2, 3$ , а також по сумарній реактивній потужності  $Q_{\Sigma} = 1,8$  МВАр, яку повинні компенсувати СД.

В математичному плані задача зводиться до мінімізації цільової функції:

$$F(x) = F(x_1, x_2, x_3) = 0,00749 \cdot x_1 + 0,01104 \cdot x_1^2 + 0,01294 \cdot x_2 + 0,02244 \cdot x_2^2 + 0,00973 \cdot x_3 + 0,00797 \cdot x_3^2$$

при дотриманні обмежень

$$x_1 + x_2 + x_3 = 1,8$$

$$x_1 \leq 0,6, x_2 \leq 0,5, x_3 \leq 1,2.$$

Спочатку вирішимо задачу мінімізації цільової функції  $F(x_1, x_2, x_3)$  при дотриманні обмежень  $x_1 + x_2 + x_3 = 1,8$ . Функція Лагранжа буде мати вигляд:

$$\Phi(x, \lambda) = F(x_1, x_2, x_3) + \lambda(x_1 + x_2 + x_3 - 1,8).$$

В результаті її диференціювання за змінними  $x_1, x_2, x_3, \lambda$  отримаємо систему рівнянь:

$$\frac{\partial \Phi(x, \lambda)}{\partial x_1} = 0,00749 + 0,2208 \cdot x_1 + \lambda = 0$$

$$\frac{\partial \Phi(x, \lambda)}{\partial x_2} = 0,01294 + 0,04488 \cdot x_2 + \lambda = 0$$

$$\frac{\partial \Phi(x, \lambda)}{\partial x_3} = 0,00973 + 0,01594 \cdot x_3 + \lambda = 0$$

В результаті вирішення системи рівнянь отримаємо  $x_1 = 0,716, x_2 = 0,231, x_3 = 0,853$ . Легко переконатись, що  $x_1 + x_2 + x_3 = 1,8$ . Таким чином, отримане рішення можливо було б рахувати умовним глобальним мінімумом. Однак, це рішення не задовольняє обмеженню  $x_1 = 0,716 > 0,6$ . Для корекції рішення з урахуванням того, що  $x_1 \leq 0,6$  зробимо наступним чином.

Зафіксуємо значення змінної  $x_1$  на рівні  $x_1 = 0,6$  МВАр та вирішимо задачу заново, але вже зниженої розмірності. При цьому необхідно скорегувати і обмеження:

$$x_2 + x_3 = 1,8 - 0,6 = 1,2.$$

У зв'язку з цим функція Лагранжа буде мати вигляд:

$$\Phi(x, \lambda) = 0,01294 \cdot x_2 + 0,02244 \cdot x_2^2 + 0,00973 \cdot x_3 + 0,00797 \cdot x_3^2 + \lambda(x_2 + x_3 - 1,2)$$

У результаті диференціювання останнього виразу по  $x_2, x_3, \lambda$  отримаємо систему рівнянь:

$$\frac{\partial \Phi(x, \lambda)}{\partial x_2} = 0,01294 + 0,04488 \cdot x_2 + \lambda = 0$$

$$\frac{\partial \Phi(x, \lambda)}{\partial x_3} = 0,00973 + 0,01594 \cdot x_3 + \lambda = 0$$

$$\frac{\partial \Phi(x, \lambda)}{\partial \lambda} = x_2 + x_3 - 1, 2 = 0.$$

У результаті розрахунку системи рівнянь отримаємо остаточне рішення  $x_1^* = 0,6$ ,  $x_2^* = 0,262$ ,  $x_3^* = 0,938$ . При цьому значення цільової функції:

$$\Delta P_{\Sigma} = F(x_1^*, x_2^*, x_3^*) = 0,02954 \text{ МВт.}$$

### 3.2 Вирішення задач компенсації реактивної потужності методом покоординатного спуску

Метод покоординатного спуску знайшов широке застосування в електроенергетичних розрахунках. У відповідності з цим методом направлення спуску обирають паралельно координатним осям. Спочатку проводять спуск уздовж осі  $OX$ , потім – уздовж осі  $OX_2$  и т. д. аж до осі  $OX_n$  [31].

Позначимо  $i$ -ий орт простору  $R^n$  через  $e_i$ , тобто вектор, в якого усі компоненти окрім  $i$ -го є нульовими. Нехай  $x^{(0)}$  – початкова точка та  $a$  довжина кроку. Обчислюють значення функції  $F(x)$  при  $x = x^{(0)} + ae_i$  та перевіряють виконання нерівності:

$$F(x^{(0)} + ae_i) < F(x^{(0)}), \quad (3.8)$$

яке може бути представлено і іншим виглядом

$$F(x_1^{(0)} + a, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) < F(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}).$$

Якщо нерівність (3.8) справедливо, тобто значення цільової функції зменшилось, то вважають крок успішним та приймають  $x^{(1)} = x^{(0)} + ae_i = (x_1^{(0)} + a, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)})$ . Якщо (3.8) не має місце, то роблять крок в протилежному напрямку, тобто перевіряють нерівність

$$F(x^{(0)} - ae_i) < F(x^{(0)}). \quad (3.9)$$

У випадку виконання нерівності (3.9) вважають, що

$$x^{(1)} = x^{(0)} - ae_i = (x_1^{(0)} - a, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}).$$

Якщо обидва нерівності (3.8) та (3.9) виявляються не виконаними, то вважають  $x^{(1)} = x^{(0)}$ .

Другий крок виконують аналогічним чином але вздовж осі  $OX_2$ . В результаті перегляду усіх  $n$  координатних осей буде отримана точка  $x^{(n)}$ . На цьому завершується перший цикл перегляду змінних (перша ітерація). Якщо при цьому  $x^{(n)} \neq x^{(0)}$ , то починаючи з точки  $x^{(n)}$  виконується другий цикл. Якщо виявилось, що  $x^{(n)} = x^{(0)}$ , то варто зменшити довжину кроку і здійснити наступну ітерацію при новому значенні довжини кроку.

Зазвичай ітерації продовжуються до тих пір, поки не буде виконано умову:

$$|F(x^{(t+1)}) - F(x^{(t)})| \leq \varepsilon \quad (3.10)$$

де  $\varepsilon$  – позитивна величина, що характеризує точність вирішення задачі.

Розглянутий метод застосовується і в тому випадку, якщо на змінні накладається обмеження. Перевірка дотримання останніх легко реалізується на довільному кроці оптимізації. Характеризуючи метод в цілому, необхідно відзначити його гнучкість, що дозволяє йому «вписуватися» в конкретну задачу та здійснювати облік найпростіших обмежень. Про це свідчить розглянутий нижче приклад.

Приклад. Вирішимо за допомогою методу покоординатного спуску задачу визначення оптимальної ступені участі синхронного двигуна в компенсації реактивної потужності, розглянуту у розділі використання метода Лагранжа.

Початкова точка  $x^{(0)}$  повинна належати множині допустимих обмежень  $\Omega$ . В якості такої точки, що забезпечує дотримання обмежень  $x_1 \leq 0,6$ ,  $x_2 \leq 0,5$ ,  $x_3 \leq 1,2$ , а також обов'язкове обмеження  $x_1 + x_2 + x_3 = 1,8$ , можна прийняти, наприклад  $x_1^{(0)} = 0,6$ ,  $x_2^{(0)} = 0,5$ ,  $x_3^{(0)} = 0,7$ .

Оскільки на кожному кроці процесу оптимізації варто дотримуватись обмежень  $x_1 + x_2 + x_3 = 1,8$ , то збільшення значення будь-якої змінної  $x_i$  на величину довжини кроку « $a$ » повинно супроводжуватися зменшенням другої змінної  $x_k$  ( $k \neq i$ ) на ту ж величину. При цьому доцільно організовувати перегляд змінних таким чином, щоб будь-яка з них тільки збільшувалась за

рахунок зменшення  $x_2, \dots x_n$ , а збільшення  $x_2$  – за рахунок послідовного збільшення  $x_1, x_3, \dots x_n$ .

Процес вирішення задачі на основі методу по координатного спуску, побудований у відповідності з приведеними міркуваннями при  $a=0,05$  МВАр, представлений в таблиці 3.1, де окрім значення змінних на кожному кроці оптимізації наводиться інформація о відповідних значеннях цільової функції  $\Delta P = F(x^{(t)})$ , а також о результатах кроку (успішний «+» або не успішний «-»).

Таблиця 3.1 – Хід оптимізації

$t$	$x_1^{(t)}$	$x_2^{(t)}$	$x_3^{(t)}$	$\Delta P = F(x^{(t)})$	крок
0	0,60	0,50	0,70	0,03126	
1	0,55	0,50	0,75	0,03132	-
2	0,60	0,45	0,75	0,03061	+
3	0,60	0,40	0,80	0,03012	+
4	0,60	0,35	0,85	0,02978	+
5	0,60	0,30	0,90	0,02958	+
6	0,60	0,25	0,95	0,02954	+
7	0,60	0,20	1,00	0,02965	-
8	0,55	0,30	0,95	0,02980	-
9	0,60	0,30	0,90	0,02982	-
10	0,55	0,25	1,00	0,02980	

Отримане рішення  $x_1^* = 0,6$ ,  $x_2^* = 0,25$ ,  $x_3^* = 0,95$  з врахуванням дискретизації задачі узгоджуються з рішенням, отриманим за допомогою метода Лагранжа.

### 3.3 Вирішення задач компенсації реактивної потужності методом динамічного програмування

Задачі математичного програмування, вирішення яких можливо представити у вигляді багатокрокового процесу, називається динамічними

задачами. Для їх дослідження широко використовується апарат динамічного програмування, засновником якого є Беллман. Сутність методу динамічного програмування складається в заміні однієї задачі з багатьма змінними множиною послідовно задач, що вирішуються, з суттєво зменшеним числом змінних рівняння [32].

Оптимізація багатокрокового процесу здійснюється з використанням принципу оптимальності Беллмана та свідчить: «Оптимальна поведінка володіє тією властивістю, що який б не був початковий стан і початкове рішення, наступне рішення повинно визначати оптимальну поведінку відносно стану, отриманого в результаті початкового рішення». Або іншими словами – при правильному початку рішення його кінець також повинен бути правильним.

При застосуванні динамічного програмування не має значення протікає оптимізаційний процес в часі або в просторі, важливо лише, щоб дотримувались наступні умови:

- оптимізаційний процес повинен розбиватися на кроки та володіти марківською властивістю. Це означає, що зміни фізичної системи, що розглядається, починаючи з деякого стану  $S_i$ , повинно залежати тільки від цього стану та наступних управлінь та не залежати та не залежати від попередніх, тобто від того, як система прийшла в стан  $S_i$ ;
- критерій оптимальності задачі, що вирішується, повинен бути адитивним відносно шуканих змінних, тобто його можливо уявити сумою окремих значень цього критерію, що розглядаються на окремих кроках багатокрокового процесу.

Основна перевага методу динамічного програмування складається в тому, що він дозволяє вирішувати задачі в ситуаціях при яких багато інших методів просто неприйнятні, а саме: неєдиний екстремум, не диференційованість цільової функції, дискретна зміна змінних, багатокроковий характер вирішення, можливість отримання

багатоваріантного вирішення задач. Апарат динамічного програмування дає універсальні методи вирішення як детермінованих так і стохастичних задач.

Проте формулювання тієї чи іншої задачі в термінах динамічного програмування не є стандартною, а вимагає творчого підходу. Тому, використовуючи ідеї динамічного програмування в кожному окремому випадку, необхідно розробляти такі алгоритми, які б забезпечували правомірне застосування цього математичного апарату та давали прийнятні інженерні рішення, враховуючи можливості сучасних комп'ютерів.

Розглянемо оптимізаційну задачу компенсації реактивної потужності шляхом вибору місць установки та потужності батарей конденсаторів в розімкнених радіальних електричних мережах по критерії витрат  $Z = \min$ . Цільова функція витрат може бути представлена у вигляді:

$$ЦФ = Z = \sum_{i=1}^m Z_{ki}(Q_{ki}) + I = \min, \quad (3.11)$$

де  $Z_{ki}(Q_{ki})$  – витрати на установку джерел реактивної потужності;

$I$  – витрати, пов'язані з втратами активної потужності в елементах електричної мережі.

При цьому можуть бути враховані обмеження по балансу реактивної потужності, по допустимим потужностям джерел реактивної потужності, по напрузі в вузлах та струмам на ділянках мережі.

Розрахунок приведемо для радіальної електричної мережі, представлений на рисунку 3.1 при врахуванні тільки балансового обмеження.

Алгоритм оптимізації складається з традиційного прямого та зворотного ходів.

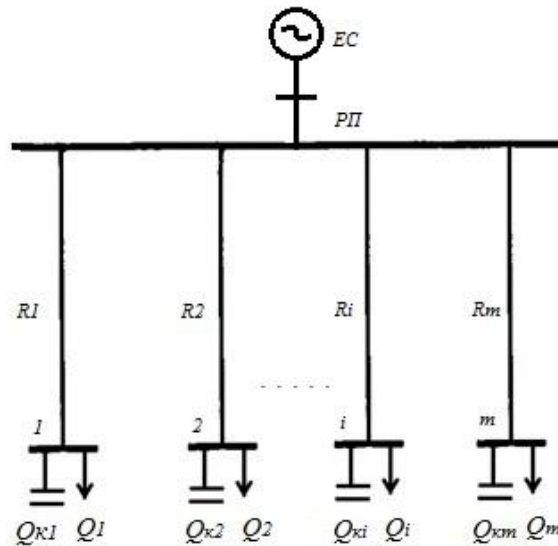


Рисунок 3.1 – Радіальна електрична мережа

Прямий хід. Процес вирішення задачі оптимальної компенсації реактивної потужності розподіляється на ряд кроків, на кожному з яких в розгляд включається черговий вузол встановлення джерел реактивної потужності.

На першому кроці розглядається розміщення конденсаторів в першому вузлі, усі інші джерела реактивної потужності не беруться до уваги. Це значить, що оптимізується лише частина мережі, що містить в собі перше джерело. Для цієї ділянки мережі будується еквівалентна характеристика витрат  $Z_1(Q_{\kappa 1}^e)$ , що представляє залежність мінімальних витрат на компенсацію реактивних навантажень на ділянці, що розглядається, від сумарної реактивної потужності  $Q_{\kappa 1}^e$ . Очевидно, що на першому кроці оптимізації сумарна потужність є потужність першого джерела, тобто  $Q_{\kappa 1}^e = Q_{\kappa 1}$ , а сумарні витрати  $Z_{\kappa 1}(Q_{\kappa 1})$  на встановлення першого джерела та на втрати електроенергії в його вітці, тобто  $Z_1(Q_{\kappa 1}^e) = Z_{\kappa 1}(Q_{\kappa 1})$ .

На другому кроці спільна оптимізація перших двох джерел реактивної потужності, перших двох ліній. Мінімізація виконується відповідно рекурентному співвідношенню:

$$Z_2(Q_{\kappa 2}^e) = \min [Z_2(Q_{\kappa 2}) + Z_1(Q_{\kappa 2}^e - Q_{\kappa 2})],$$



де перша складова правої частини є витратами на другу гілку з джерелом реактивної потужності  $Q_{\kappa 2}$ , а друга – мінімальні витрати на першу гілку при потужності  $Q_{\kappa 1} = Q_{\kappa 2}^e - Q_{\kappa 2}$ . Оптимізація при цьому ведеться для кожного допустимого дискретного значення потужності  $Q_{\kappa 2}^e$  перших двох джерел.

Для першого кроку еквівалентування джерела реактивної потужності та мережі функціональне рівняння Беллмана записується так:

$$Z_i(Q_{\kappa i}^e) = \min [Z_i(Q_{\kappa i}) + Z_{i-1}(Q_{\kappa i}^e - Q_{\kappa i})] \quad (3.12)$$

Побудова характеристики  $Z_i(Q_{\kappa i}^e)$  проводиться на інтервалі  $Q_{\kappa i \min}^e \leq Q_{\kappa i}^e \leq Q_{\kappa i \max}^e$  з кроком квантування  $n$ . Мінімізація по рівнянню Беллмана виконується для кожного фіксованого значення потужності  $Q_{\kappa i}^e$  шляхом просто перебору по всім можливим величинам потужності  $Q_{\kappa i}$   $i$ -го джерела. При цьому умовно оптимальне значення цієї потужності фіксується в пам'яті комп'ютера у вигляді залежності  $Q_{\kappa i}(Q_{\kappa i}^e)$ .

Таким чином, на кожному кроці еквівалентування джерела реактивної потужності та мережі запам'ятовуються залежності  $Z_i(Q_{\kappa i}^e)$  та  $Q_{\kappa i}(Q_{\kappa i}^e)$ .

Величину джерела реактивної потужності  $Q_{\kappa}$  в пам'яті комп'ютера доцільно представляти деяким порядковим номером  $i$ , яке визначається як:

$$i = \frac{Q_{\kappa}}{n} + 1.$$

Якщо в результаті розрахунків виявиться, що  $Q_{\kappa i} = 0$ , це означає в даному вузлі не доцільно встановлювати компенсуючі пристрої.

У відповідності до рівняння Беллмана умовно оптимальні плани, отримані в результаті оптимізації на попередньому кроці, є вихідними для наступного.

На останньому кроці еквівалентування в критерії оптимальності враховуються витрати  $3_c(Q_c)$  на генерацію та передачу реактивної потужності  $Q_c$  з енергосистеми компенсації реактивної потужності.

$$3_c(Q_c) = 3_c(\sum q_i + \sum \Delta Q_j - Q_{кт}^e) \quad (3.13)$$

Ту величина сумарних втрат потужності  $\sum \Delta Q_j$  повинна відповідати умові найвигіднішого вибору джерела реактивної потужності в розподільній мережі.

Для визначення потоків потужності в гілках схеми з урахуванням втрат для кожного управління виконується фіксація активних та реактивних втрат

$$\Delta P_i^e(Q_{ki}^e) \text{ та } \Delta Q_i^e(Q_{ki}^e), \text{ де } \Delta P_i^e = \Delta P_i + \Delta P_{i-1}^e \text{ та } \Delta Q_i^e = \Delta Q_i + \Delta Q_{i-1}^e.$$

Побудувавши на усіх кроках залежності по наведеним рівнянням, тим самим отримавши ряд оптимальних рішень по вибору компенсуючих пристроїв та їх розміщення в мережі, відповідних різним значенням сумарних потужностей  $Q_{кт}^e$  усіх джерел. На цьому оптимізаційні розрахунки закінчуються.

Найліпше рішення буде відповідати мінімуму останньої еквівалентної характеристики витрат (мінімуму сумарних витрат в мережі). Воно може бути знайдене шляхом розгортання рішення у зворотньому напрямку з використанням характеристик  $Q_{ki}(Q_{ki}^e) \ i = 1, 2 \dots m$ .

Зворотній хід. Якщо на прямому ході мало місце згортання мережі, то на зворотному мережа поступово розгортається та наряду з цим виконується розподіл сумарної потужності  $Q_{кт}^e$  між усіма існуючими та майбутніми джерелами реактивної потужності. На цьому етапі розрахунків не має, ту задача полягає лише в знаходженні в пам'яті комп'ютера для кожного джерела реактивної потужності необхідної характеристики  $Q_{ki}(Q_{ki}^e)$ . Оптимальні потужності джерела реактивної потужності визначаються так:

при відомій сумарній потужності  $Q_{кт}^e$  по характеристиці  $Q_{кт}(Q_{кт}^e)$

знаходимо найвигіднішу потужність  $Q_{kt}^*$  останнього джерела реактивної потужності  $Q_{kt}^* = Q_{kt}^*(Q_{kt}^e)$ . Тоді не важко визначити і сумарну оптимальну потужність джерел, що залишилися:  $Q_{k(m-1)}^e = Q_{kt}^e - Q_{kt}^*$ , а по характеристиці  $Q_{k(m-1)}(Q_{k(m-1)}^e)$  та оптимальну потужність  $Q_{k(m-1)}^*$  передостаннього джерела реактивної потужності. Аналогічно можна знайти і потужність  $Q_{k(m-2)}^* \dots Q_{k2}^*$ ,  $Q_{k1}^*$ .

При переході від радіальної схеми, раніше оптимальної, до розімкненої схеми довільного вигляду основні моменти оптимізаційної процедури зберігаються. В цьому випадку декілька ускладнюється врахування топології мережі. Метод динамічного програмування дозволяє також проводити вибір компенсуючих установок та пристроїв, що регулюють напругу.

### 3.4 Оптимізація конденсаторних батарей в розподільних мережах за умовою режиму напруги

Установки конденсаторних батарей поперечного включення в розподільчих електричних мережах дозволяють знизити втрати потужності, підвищити пропускну здатність мереж, а також істотно впливати на зміну режиму напруги. Конденсаторні установки отримали досить широке поширення в промислових мережах, а в міських та сільських розгалужених мережах їх застосування ще досить обмежене [19].

Однак, як показали дослідження останніх років і в міських мережах мають місце значні перетоки реактивної потужності.

Це пов'язано з ростом промислових навантажень, з широким, все більш зростаючим застосуванням побутових електричних приладів.

Достатньо відзначити, що такі масові електроприймачі, як холодильники, мають  $\cos\varphi=0,56$ , телевізори 0,9 (а з ввімкненими стабілізаторами напруги ще нижче), пральні машини - 0,6-0,7, ртутні лампи високого тиску 0,5-0,6.

Таким чином, поширене уявлення о навантаженнях міських мереж, як виключно активних нині не відповідає дійсності та їх слід розглядати як достатньо великих споживачів реактивної потужності. У зв'язку з цим зростає актуальність робіт, пов'язаних з компенсацією реактивної потужності і можливістю регулювання напруги в розподільних міських мережах за допомогою батарей конденсаторів поперечного включення.

Як відомо, найбільш економічним способом регулювання напруги на протяжних розподільних мережах є зустрічне регулювання на шинах 6-10 кВ центрів живлення. Для порівняно простих мереж з однорідним навантаженням це практично виявляється достатнім.

Однак в більшості випадків в розгалужених розподільчих мережах доводиться мати справу зі значною не однорідністю споживачів.

При цьому забезпечити необхідну якість напруги за рахунок централізованого регулювання, як правило, не вдається. Виникає необхідність використовувати засоби місцевого регулювання.

Для цієї мети можна застосувати установки конденсаторних батарей поперечного включення, обладнані пристроями автоматичного регулювання їх потужності.

Існуючі методи розрахунку конденсаторних батарей в промислових мережах не можуть бути повністю перенесені на міські розподільні мережі, оскільки останні відрізняються значною протяжністю, великим числом трансформаторних пунктів і порівняно великими втратами напруги в лініях.

З урахуванням цього завдання вибору місць установки і найбільш економічної потужності конденсаторних батарей, що забезпечують нормовані відхилення напруги у всіх точках міської мережі, істотно ускладнюється.

Як відомо, при підключенні до мережі конденсаторів добавка на напруги  $E_{кб}$  може бути визначена з наступного виразу:

$$E_{кб} = \frac{Q \cdot x}{10 \cdot U_n^2}, \%. \quad (3.14)$$

Звідси бачимо, що ефективність батареї залежить від величини реактивного опору  $x$  між джерелом живлення і місцем установки конденсаторної батареї, тобто при одній і тій же потужності батареї можна отримати велику добавку напруги при ввімкненні її в більш віддаленому пункті мережі.

З цієї точки зору в міських мережах батареї конденсаторів, як правило не доцільно встановлювати в мережі з напругою 0,4 кВ.

При відомих величинах добавок напруги в центрі живлення  $E_n$ , на мережевому трансформаторі в  $i$ -ТП- $E_{Ti}$ , а також відомих втратах напруги в лініях 6-10 кВ,  $\Delta U_{c(0-i)}$ , трансформаторі  $\Delta U_{Ti}$  і низьковольтної мережі  $\Delta U_{ni}$  потужність конденсаторної батареї, що визначається, ввімкненої на шинах 0,4 кВ  $i$ -го ТП, забезпечують нормовані відхилення напруги у найвіддаленого споживача  $V_n = 5\%$ , може бути знайдена з наступного рівняння:

$$E_n + E_{Ti} - \Delta U_{c(0-i)} - \Delta U_{Ti} - \Delta U_{ni} + \frac{Q_i \cdot x_{\Sigma i}}{10 \cdot U_n^2} - V_n = 0, \quad (3.15)$$

де  $x_{\Sigma i}$  – загальний реактивний опір трансформатора та ліній 6-10 кВ від джерела живлення до  $i$ -го ТП.

Слід відзначити, що включення конденсаторів в будь-якій точці мережі впливає на режим напруги всіх інших її пунктів.

Однак в ряді випадків установка батареї в одному ТП може виявитися недостатньою для забезпечення нормованих відхилень напруги у всіх точках мережі. Тоді потрібно підключення конденсаторних батарей ще в декількох ТП. Потужності батарей в цьому випадку можуть бути визначені, при вирішенні системи рівнянь виду:

$$E_n + E_{Ti} - \Delta U_{c(0-i)} - \Delta U_{Ti} - \Delta U_{ni} + \frac{Q_i \cdot x_{\Sigma i}}{10 \cdot U_n^2} + \frac{\sum_{k=1}^k Q_k \cdot x_k}{10 \cdot U_n^2} - V_n = 0 \quad (3.16)$$

$$\text{де } \frac{\sum_{k=1}^k Q_k \cdot x_k}{10 \cdot U_n^2} - \text{сумарна добавка напруги для розглянутого } i\text{-го ТП,}$$

створювана батареями, включеними в інших пунктах мережі.

Кількість рівнянь визначається числом установок конденсаторних батарей, необхідних для забезпечення нормованих відхилень напруги у всіх споживачів мережі. При цьому сумарна потужність батарей буде мінімальною, якщо розрахунок ведеться по нижній допустимій межі відхилення напруги в максимальному режимі у най віддаленого споживача, а вибір відгалужень на мережевих трансформаторах виконується по мінімальному режиму при відключеній конденсаторній батареї.

Однак наявність великої кількості регульованих батарей, що відключаються, пов'язано з додатковими витратами і з ускладненням їх експлуатації. Тому бажано, щоб частина батарей була батареями, що не вимикаються.

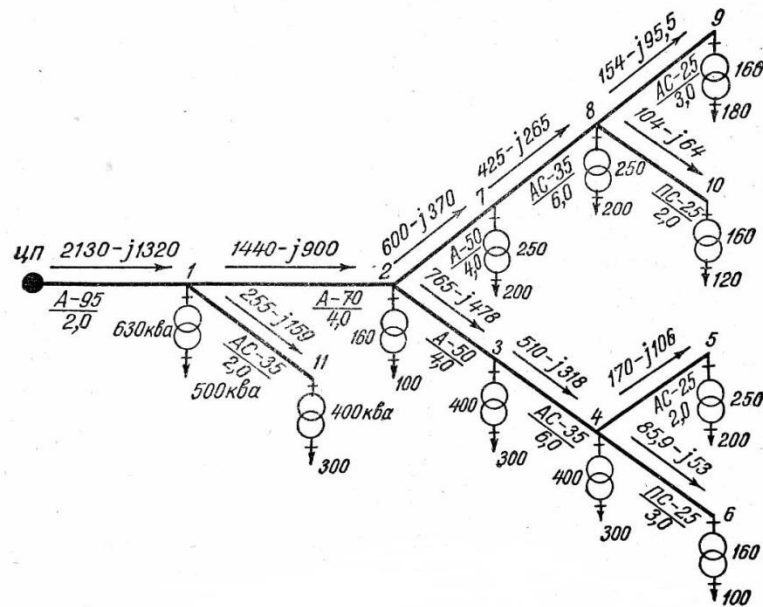


Рисунок 3.2 – Схема мережі 10 кВ

Як показує проведений аналіз, в мережі є така можливість. Для цього потрібна додаткова перевірка відхилень напруги в мінімальному режимі з метою виявлення тих трансформаторних пунктів, де доцільно встановити не батареї, що не відключаються.

Можливість установки батареї, що не відключаються в розглянутому  $i$  ТП мережі визначається з умови:

$$V_{\epsilon} - E_n'' - E_{Ti} + \beta \cdot \Delta U_{c(0-i)} + \beta \cdot \Delta U_{Ti} - \frac{\sum_{\epsilon}^n Q_{\epsilon} \cdot x}{10 \cdot U_n^2} \geq \frac{Q_i \cdot x_{\Sigma i}}{10 \cdot U_n^2}, \quad (3.17)$$

де  $V_{\epsilon}$  – верхня допустима межа відхилення напруги;  $E_n''$  – добавка напруги в центрі живлення в мінімальному режимі;  $\beta$  – коефіцієнт

завантаження в мінімальному режимі;  $\frac{\sum_{\epsilon}^n Q_{\epsilon} \cdot x}{10 \cdot U_n^2}$  – добавка напруги в

мінімальному режимі для розглянутого  $i$ -го ТП, що виникає  $n$  батареями, що не відключаються.

Окрім цього, необхідно виконати перевірку відхилення напруги інших ТП в мінімальному режимі. Число батарей, що не відключаються, може бути збільшено за рахунок зменшення встановлених добавок напруги мережевих трансформаторів (при переході на відповідне відгалуження), але це тягне за собою збільшення сумарної встановленої потужності конденсаторних батарей.

При розгляді мережі з різнорідними навантаженнями не можна обмежуватися дослідженням лише граничних режимів максимальних та мінімальними навантажень. У цих випадках доведеться виконати необхідні розрахунки за формулами (3.16), (3.17) для всіх характерних періодів добового графіка. Це періодів дозволяє виявити не тільки встановлену потужність батарей, але і необхідне число секцій, що вимикаються, закон їх регулювання, а також можливість установки в ряді пунктів батарей, що не вимикаються.

Як приклад розрахунку місць установки і оптимальної потужності конденсаторних батарей, що забезпечують нормовані відхилення напруги у споживачів, розглянемо схему мережі 10 кВ (рисунк 3.2), де вказані параметри ліній, потужності трансформаторів, навантаження трансформаторних пунктів та струморозподіл.

Прийнято допущення, що навантаження однорідні, і тому розглядаються тільки два режими - максимальних та мінімальний навантажень; коефіцієнт завантаження в мінімальному режимі  $\beta=0,2$ . Режим напруги на джерелі живлення заданий заздалегідь: добавка напруги в максимальному режимі складає  $E_n' = +5\%$ , в мінімальному  $E_n'' = 0 \%$ .

Для заданих умов проведена розстановка відгалужень на мережевих трансформаторах за умовами мінімального режиму так, щоб при відімкнених батареях у найближчого споживача на шинах 0,4 кВ ТП напруги не



перевищує верхньої нормованої межі + 5%. Дані розстановці відгалужень на мережевих трансформаторах приведено нижче в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Розстановка відгалужень на мережевих трансформаторах

Номер ступені	2	3	4
Добавка напруги на трансформаторі	2,5	5	7,5
Номера трансформаторних пунктів	–	1, 11, 2, 3, 7	8, 9, 4, 10, 5, 6

Допустима втрата напруги в низьковольтній мережі  $\Delta U_{ni}$  приймалось рівним 7,5%.

Відхилення напруги в режимах максимальних і мінімальних навантажень наведено на рисунку 3.3. Як видно, відхилення напруги у споживачів, підключених до всіх ТП, крім ТП-I та ТП-II, нижче нормованої межі - 5%.

Для забезпечення необхідної якості напруги розглядається можливість установки регульованої конденсаторної батареї на шинах 0,4 кВ в деяких ТП. З рисунку 3.4 видно, що в першу чергу доцільно включити батарею в точці №6, де реактивний опір, що дорівнює 0,0130 Ом, приведенне до напруги 0,4 кВ, найбільше в мережі.

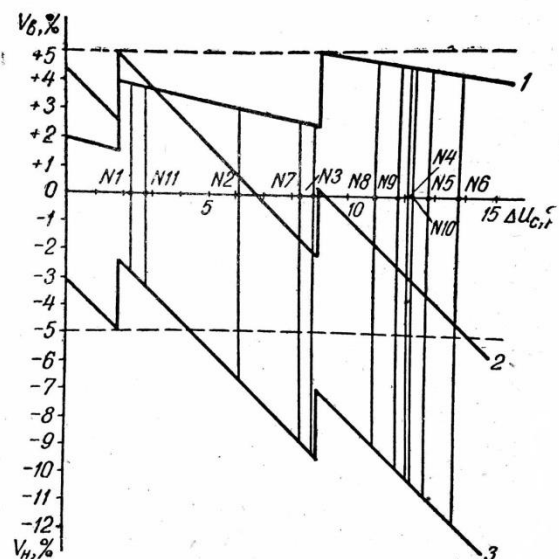


Рисунок 3.3 – Відхилення напруги в режимі максимального та мінімального навантаження

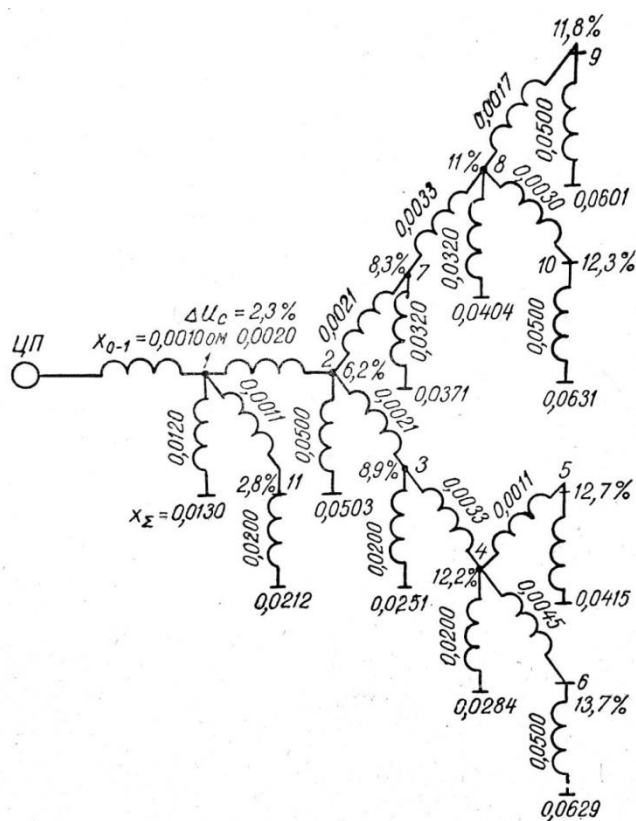


Рисунок 3.4 – Схема регульованої конденсаторної батареї

Для визначення потужності цієї батареї складається рівняння виду:

$$E'_n + E_{T6} - \Delta U_{c(0-6)} - \Delta U_{T6} - \Delta U_{н6} + \frac{Q_6 \cdot (x_{T6} + x_{0-6})}{10 \cdot U_n^2} - V_n = 0;$$

$$5 + 7,5 - 13,75 - 3,25 - 7,5 + \frac{Q_6 \cdot (0,050 + 0,013)}{10 \cdot 0,38^2} + 5 = 0,$$

звідки  $Q_6 = 160$  кВАр. (У випадку ввімкнення батареї на стороні 10 кВ для отримання того ж ефекту по напрузі необхідні були б конденсатори потужністю 730 кВАр.)

Таблиця 3.3 – Хід оптимізації розрахункової потужності конденсаторних батарей за умовою режиму напруги.

Номер перегляду		Номер ТП										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	$V''$	3,9	3,1	2,5	4,5	4,4	4,2	2,6	4,6	4,5	4,4	3,8
	$V'$	-5	-6,9	-9,4	-10,2	-10,8	-11,8	-8,9	-9,1	-9,7	-10,4	-3,5
	$Q$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	$Q$	0	0	0	0	0	160	0	0	0	0	0
	$V'$	-2,9	-6,5	-8,8	-9,3	-10	-5	-8,5	-8,6	-9,5	-9,9	-3,4
3	$Q$	0	0	0	0	0	153	0	0	0	121	0
	$V'$	-2,8	-6,2	-8,6	-9,1	-9,6	-5	-7,9	-8	-8,7	-5	-3,3
4	$Q$	0	0	0	0	0	149	0	0	100	108,5	0
	$V'$	-2,8	-6	-8,3	-8,8	-9,3	-5	-7,7	-7,5	-5	-5	-3,2
5	$Q$	0	46	0	0	0	148	0	0	102,5	113,5	0
	$V'$	-2,7	-5	-8,3	-8,8	-9,3	-5	-7,5	-7,4	-5	-5	-3,2
6	$Q$	0	25,5	0	0	167	126	0	0	92,6	101	0
	$V'$	-2,6	-5	-8	-8,1	-5	-5	-7,4	-7,3	-5	-5	-3,2
7	$Q$	0	21,7	0	0	162	123,3	0	94,4	81,5	90,4	0
	$V'$	-2,5	-5	-7,9	-8	-5	-5	-7,3	-5	-5	-5	-3,2
8	$Q$	0	17,8	0	0	158	120,5	97,2	85,3	75,9	84,9	0
	$V'$	-2,5	-5	-7,8	-7,9	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-3,1
9	$Q$	0	11,9	0	172,8	128	102,7	89,4	78,9	75	81	0
	$V'$	-2,5	-5	-7,3	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-3
10	$Q$	0	6,5	133,8	153,5	116,6	95,6	82,3	73,1	68,5	77,5	0
	$V'$	-2,6	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-2,9
	$V''$	4	3,6	5,1	5	5	4,7	5,1	5,1	5,1	5	3,9

Встановлення батарей в точці 6 призводить до нормалізації напруги у споживачів, що живляться від цього ТП (див. табл. 3.3), однак при деякому поліпшенні режиму напруги у інших він залишається як і раніше нижче норми. Тому розглядається одночасне встановлення двох батарей в ТП6 та ТП10, що мають найбільшу віддаленість за реактивним опором. Для цього вирішується система з двох рівнянь виду:

$$E'_n + E_{T6} - \Delta U_{c(0-6)} - \Delta U_{T6} - \Delta U_{n6} + \frac{Q_6 \cdot (x_{T6} + x_{0-6})}{10 \cdot U_n^2} + (Q_6 + Q_{10}) \cdot \frac{x_{0-2}}{10 \cdot U_n^2} - V_n = 0$$

$$E'_n + E_{T10} - \Delta U_{c(0-10)} - \Delta U_{T10} - \Delta U_{n10} + \frac{Q_{10} \cdot (x_{T10} + x_{2-10})}{10 \cdot U_n^2} + (Q_6 + Q_{10}) \cdot \frac{x_{0-2}}{10 \cdot U_n^2} - V_n = 0$$

$$5 + 7,5 - 13,75 - 3,25 - 7,5 + \frac{Q_6 \cdot (0,0099 + 0,0500)}{10 \cdot 0,38^2} + (Q_6 + Q_{10}) \cdot \frac{0,003}{10 \cdot 0,38^2} + 5 = 0$$

$$5 + 7,5 - 12,3 - 3,25 - 7,5 + \frac{Q_{10} \cdot (0,0110 + 0,0500)}{10 \cdot 0,38^2} + (Q_6 + Q_{10}) \cdot \frac{0,003}{10 \cdot 0,38^2} + 5 = 0$$

Звідси  $Q_6 = 153$  кВАр,  $Q_{10} = 121$  кВАр. Виявилось, що і цього не достатньо для нормалізації напруги в усій мережі. Тому аналогічно були виконані розрахунки з одночасної установки конденсаторних батарей в трьох, чотирьох та більше ТП, та лише при ввімкненні батарей в дев'яти пунктах (ТП-6, ТП-10, ТП-9, ТП-2, ТП-5, ТП-8, ТП-7, ТП-4, ТП-3) напруга у всіх споживачів досягла нормованих значень (рисунок 3.5, табл. 3.4).

При цьому вирішувалась система з дев'яти рівнянь. Отримані в результаті розрахунку вибрані потужності конденсаторних батарей для розглянутих варіантів наведені в таблиці 3.4.

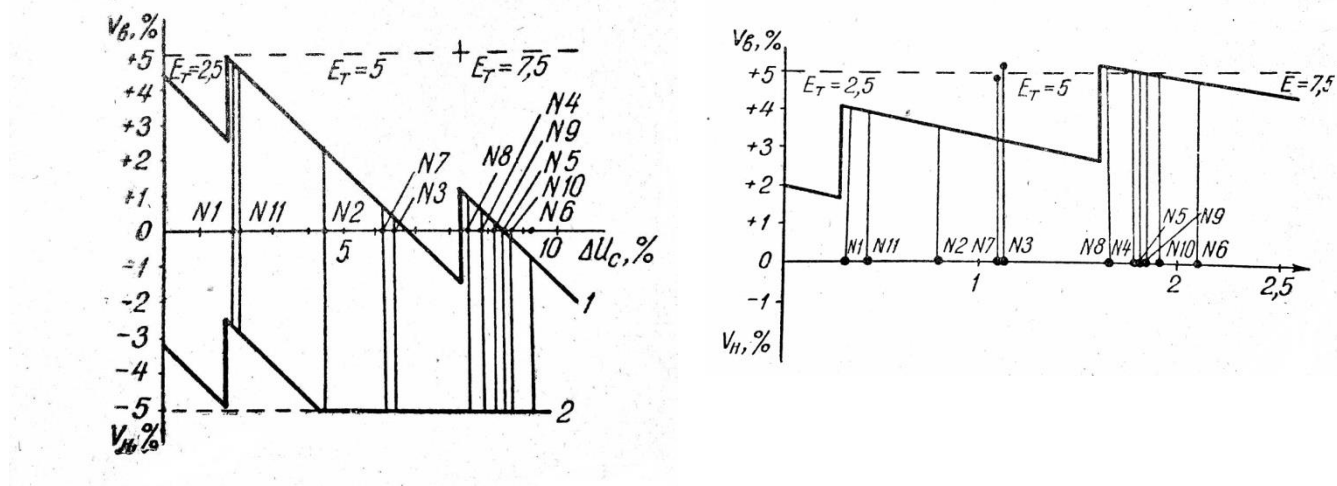


Рисунок 3.5 – Значення напруги у всіх споживачів

Таблиця 3.4 – Потужності конденсаторних батарей

Номера ТП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Розрахункова потужність КБ, кВАр	0	6,5	133,8	153,5	116,6	95,6	82,3	73,1	68,5	77,5	0
Встановлена потужність КБ, кВАр	0	0	160	160	80	80	80	80	80	80	0

Таким чином, мінімально можлива сумарна потужність конденсаторів за умовами режиму напруги складає 807 кВАр. При використанні комплектних батарей розрахункові потужності слід округлювати до стандартних значень.

Додатковий аналіз показав, що в ТП-3 та ТП-7 можна встановити конденсаторні батареї, що не відключаються, тобто 30% встановленої потужності конденсаторів може бути постійно ввімкнена.

При спробі відмовитися від установки батареї в найменш віддаленій з розглянутих точок (ТП-3) і отримати той же ефект по напрузі за рахунок збільшення потужності конденсаторів в інших ТП виявилось, що це призводить до значного зростання необхідної потужності батарей в мережі

(на 88%) і розрахункових витрат на 84% у порівнянні з рекомендованим варіантом.

Висновки. 1. Регульовані конденсаторні батареї є ефективним засобом поліпшення якості напруги в міських розподільчих мережах 2. Встановлення конденсаторних батарей, як правило, повинно передбачатися в мережі напругою 0,4 кВ. 3. Для отримання мінімальної потужності конденсаторних батарей розрахунок потрібно вести по граничним відхиленням напруги у останнього споживача в максимальному режимі 4. Додатковий аналіз відхилень напруги в мінімальному режимі дозволяє частину батарей передбачати не відключеними. 5. Враховуючи трудомісткість вирішення систем рівнянь великого порядку, розрахунки треба вести з використанням програмного забезпечення на комп'ютері.

### 3.5 Багатоцільова оптимізація місць розрізу мережі

Більшість існуючих розподільних електричних мереж напругою 6-10 кВ експлуатуються по розімкненим петльовим схемам з можливістю резервування по так званим резервним перемичкам. Положення місць розмикання мереж (місць розрізів) впливає на основні показники режиму (втрати потужності і електричної енергії, надійність, режим напруги). Неважко показати, наприклад, що мінімум величини недовідпущеної електроенергії в цілому по мережі буде мати місце при певному положенні місця розрізу [2]. Так, на розімкнутій лінії з двостороннім живленням загальною довжиною  $L$ , з рівномірно розподіленим навантаженням з питомою щільністю навантаження  $P_0$ , відстані до місця розрізу  $l$ , часу відновлення  $\tau$ , питомої пошкоджуваності  $\omega_0$ , сумарний недовідпуск електроенергії складе:

$$W_{неод\Sigma} = W_{неод}^{(1)} - W_{неод}^{(2)} = \omega_0 \cdot \tau \cdot P_0 \cdot (2 \cdot l^2 - 2 \cdot L \cdot l + L^2). \quad (3.18)$$

Продиференціював цей вислів по отримаємо:

$$\frac{\partial W_{нед\Sigma}}{\partial l} = 4 \cdot l - 2 \cdot l = 0, \quad l = \frac{1}{2} \cdot L, \quad (3.19)$$

отримаємо, що мінімум недовідпущеної електроенергії в цілому по мережі  $W_{нед\Sigma} = \min$  буде за умови  $l=0,5 \cdot L$  при розмиканні посередині лінії. У реальних мережах оптимальне положення місця розрізу може виявитися і в інших місцях через складну конфігурацію, дискретності довжин ділянок і різної їх питомої пошкоджуваності, різної потужності споживачів і вимог до надійності, а також із-за різних характеристик джерел живлення. Аналогічні розрахунки будуть і при оптимізації місць розрізів і за іншими критеріями ( $\Delta P = \min$ ,  $\Delta W = \min$ ,  $\Delta U_{cr.вз.} = \min$ ) Таким чином, в місць розрізів в експлуатованих розподільних мережах слід розглядати як багатокритеріальну задачу дискретної оптимізації.

Для вибору оптимальної схеми розподільчої мережі 6-10кВ за показниками надійності, де в якості критерію використовується показник недовідпущеної електроенергії ( $W_{нед} = \min$ ), застосуємо оптимізаційний метод найскорішого спуску. Розрахунок  $W_{нед}$  в цілому по мережі при переміщенні місць розрізів проводиться в два етапи. Спочатку визначаються показники надійності на шинах 6-10кВ джерел живлення, а потім з їх урахуванням здійснюється розрахунок розподільчої мережі. Успішність чергового кроку оптимізації  $\alpha$  перевіряється за умовою:

$$W_{нед}^{(\alpha-1)} - W_{нед}^{(\alpha)} > 0. \quad (3.20)$$

Ознакою завершення оптимізації [33] вважається умова, коли переміщення будь-якого з місць розрізів вже не призводить до подальшого зменшення  $W_{нед}$ , а умова (3.20) змінює знак на зворотній. Розрахунки, проведені для цілого ряду існуючих розподільних мереж показали, що оптимізація місць розрізів за показниками надійності без додаткових витрат дозволяє суттєвої знизити (30-35%) невідпуск електроенергії споживачам.

Як уже зазначалося, завдання вибору оптимальних точок розрізів є багатокритеріальною. Нижче розглянуто один із способів вирішення такого завдання за допомогою таблиці поступок і показаний на рисунку 3.6. Як видно оптимальні положення місць розрізів за критеріями  $F_1$ ,  $F_2$  і  $F_3$  не співпадають. За допомогою коефіцієнтів ранжування  $\alpha_i$  цільові функції  $F_1$ ,  $F_2$  і  $F_3$  в області Парето приводяться до порівняних умов. Потім складається таблиця поступок (таблиця 3.5) для кожного місця розрізу (4, 5, 6 і 7), що представляє величину відхилення від свого оптимуму у відносних одиницях. З таблиці поступок видно, що компромісним рішенням буде пристрій розрізу в пункті 4 розподільної мережі, так як сумарне відхилення від можливих оптимумів розглянутих функцій становить 7 одиниць. У той час як при влаштуванні пристроїв розрізу в пунктах 5 і 7 воно склало б відповідно 13 і 16 одиниць. Розглянемо ефективність різних заходів і системи підвищення надійності на прикладі радіальної лінії 10кВ з глухими відгалуженнями за величиною недовідпущеної електроенергії  $W_{нед}$  (рисунок 3.7):

$$W_{нед} = \sum_1^n \omega_{0i} \cdot l_i \cdot P_i \cdot \tau_j .$$

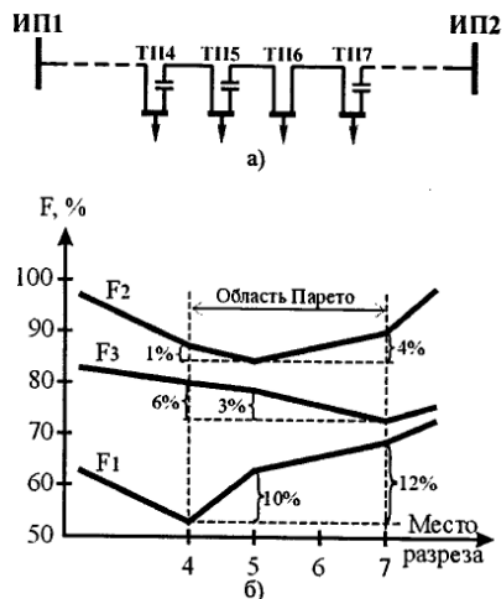


Рисунок 3.6 – Багатоцільова оптимізація місць розрізу мережі: а) схема мережі 10 кВ; б) змінення цільових функцій  $F_1$ ,  $F_2$  і  $F_3$  в області Парето.



Таблиця 3.5 – Таблиця поступок

$F_i$ , розріз	4	5	7
1	0	10	12
2	1	0	4
3	6	3	0
$\Sigma$	7	13	16

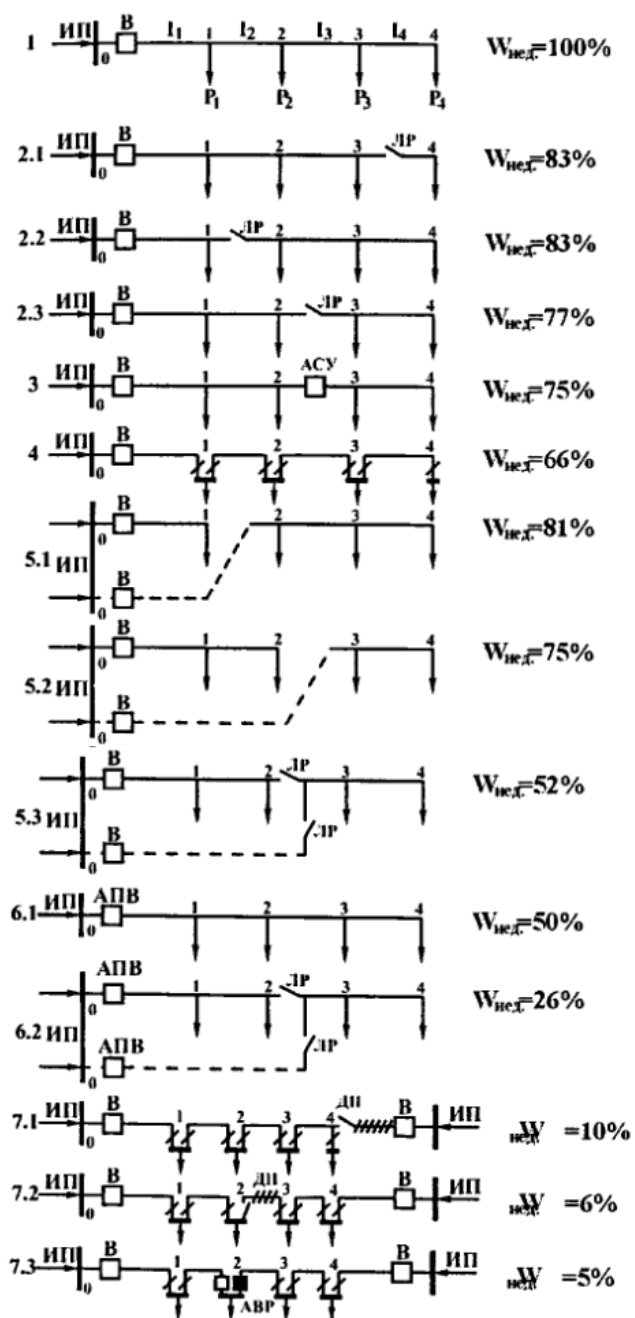


Рисунок 3.7 – Порівняння способів підвищення надійності

У нових умовах переходу до ринкових відносин з урахуванням інфляційних процесів, невизначеності інформації та цілей, слід вишукувати нові методологічні підходи при виборі оптимальних варіантів реконструкції і розвитку систем електропостачання. В цьому напрямленні можуть виявитися ефективними моделі і методи багатоцільової і покрокової оптимізації, що дозволяють отримувати більш обґрунтовані і однозначні рішення.

На даний момент відомий ряд підходів і методів вирішення задач з урахуванням декількох критеріїв. Найбільш розповсюдженим та вивченим є метод, коли виділяється один найбільш важливий критерій, а решта виступають в якості обмежень. Тут можуть виникати певні труднощі при виділенні головного критерію, а також при встановленні граничних значень обмежуючих умов.

До другої групи методів можна віднести такі, які засновані на згортанні декількох критеріїв в єдиний, тобто шляхом скаляризації. При цьому можливі як адитивні, так і мультиплікативні перетворення. Можливо представляти згортку у вигляді приватного де в чисельнику, збираються критерії, що підлягають мінімізації, а в знаменнику - максимінімізації або навпаки. До цієї ж групи можна віднести метод послідовних поступок при аналізі безлічі Парето-оптимальних рішень нормованих критеріїв. Ця безліч використовується у випадках, коли в багатокритеріальних задачах різні критерії непорівнянні, або, як зазвичай кажуть, для них відсутні будь-які переваги. Це означає, що поліпшення рішення по одному якомусь критерію допустимо та виправдано лише в разі коли спільно з цим не відбувається погіршення рішення хоча б по одному іншому критерію. Під безліччю Парето-оптимальних рішень розуміється таке, коли жодне з рішень цієї множини не може бути замінено іншим, більш ліпшим по якомусь критерію без того, щоб не погіршити рішення хоча б по одному іншому критерію. Отже, кожне рішення, що належить безлічі Парето, краще за інших з цієї ж безлічі якимось одним і гірше за іншими критеріями. Так як критерії

непорівнянні, то серед цих рішень не має жодного, яке було б краще за інших в усіх відношеннях. Що ж стосується рішень, які не належать безлічі Парето то всі вони гірші принаймні за одним критерієм. Саме тому безліч Парето називається ефективним, і подальший пошук із залученням будь-яких додаткових умов або процедур виконується тільки на безлічі Парето. Виділення з безлічі допустимих альтернатив підмножини альтернатив, ефективних по Парето, приводить до зменшення числа альтернатив, що підлягають подальшому розгляду. Саме в цьому проявляється одна з найбільш корисних властивостей безлічі Парето. Неважко помітити, що в однокритеріальних завданнях, де всі критерії, крім одного, замінені обмеженнями, безліч Парето вироджується в безліч ймовірно-оптимальних планів по критерію, що оптимізується, а при детермінованій постановці завдання - в єдиний формально оптимальний план [34]. При розглянутих підходах не виключається можливість, що прийняття рішення буде пов'язано з різким (іноді недопустимим) погіршенням деяких інших показників.

До третьої групи належать методи, засновані на людино-машинних процедурах прийняття рішень. Відмінна особливість цих методів полягає в тому, що для вирішення тих проблем, які не вдалося виконати математично використовуються знання людини о фізичній сутності задачі, що вирішується. При такому підході передбачається діалоговий режим між особою приймаючим рішення і обчислювальною машиною, яка обробляє деяку інформацію про перевагу критеріїв. Ця інформація служить для постановки нового завдання оптимізації та отримання чергового проміжного рішення і т.д. В результаті виходить інтерактивна процедура вибору оптимального рішення (інтерактивне програмування).

До четвертої групи методів належать ті, які використовують різні процедури відшукування компромісних рішень. Причиною цього є суперечливість цілей, коли доводиться жертвувати повним виконанням одних цілей заради виконання інших. Наприклад, підвищення надійності

електропостачання, здійснюється за рахунок зростання вартості мережі і навпаки. Слід давати перевагу методам, що використовують гарантований результат (максимін, мінімакс). Тут критерієм оптимальності служить максимальна ступінь виконання усіх цілей, тобто забезпечується більша "кучність" екстремумів приватних цільових функцій. Цей напрямок розвитку методів вирішення завдань векторної оптимізації представляється найбільш перспективним.

Важливим моментом вирішення задач багатоцільової є формування набору приватних критеріїв оцінки [35]. Набір критеріїв повинен бути повним, дієвим, ненадлишковим, мінімальним. Повнота критеріїв характеризується ступенем досягнення спільної мети. Критерій дієвий, якщо він приносить максимальну користь. Ненадмірність критерію означає виключення дублювання, критерії повинні бути незалежними. Число критеріїв має бути малим наскільки це можливо. При вирішенні кожної конкретної задачі набір приватних критеріїв може бути різним. У завданнях розвитку систем електропостачання можуть бути використані такі критерії як капіталовкладення, втрати потужності та електричної енергії, витрата провідникового матеріалу, величина недовідпуску електроенергії, середньозважена втрата напруги. Для пом'якшення економічних збитків із-за неадекватного врахування вихідної інформації при прийнятті рішення, корисним може виявитися показник, що характеризує ступінь адаптації прийнятого рішення до погано передбачуваним зовнішнім умовам.

З метою скорочення числа альтернатив, що підлягають подальшому аналізу, повинна бути передбачена процедура виділення варіантів, ефективних по Парето [36]. Оскільки цільові функції  $F_i(x)$  мають різну природу і метрику, то аналізу можливих альтернатив обов'язково передують операції нормування. Приведення функцій, що розглядаються, до безрозмірного вигляду дозволяє порівнювати їх між собою. З цією метою

доцільно використовувати перетворення виду  $F_i = \frac{F_i(x) - \min F_i(x)}{\max F_i(x) - \min F_i(x)}$  для максимізації цільової функції  $F_i = \frac{\max F_i(x) - F_i(x)}{\max F_i(x) - \min F_i(x)}$  для мінімізації цільової функції.

### 3.6 Струмопроводи з відносно рівномірно розподіленим навантаженням

#### 3.6.1 Установка конденсаторів в одній точці струмопроводів

Завдання полягає у визначенні найбільш раціонального місця приєднання конденсаторів за принципом можливо найбільшого зниження втрат потужності.

Таку магістраль можна представити у вигляді схеми, зображеної на рисунку , а, а значення реактивних навантажень у вигляді трикутника  $OAB$  (рисунок 3.8) [37].

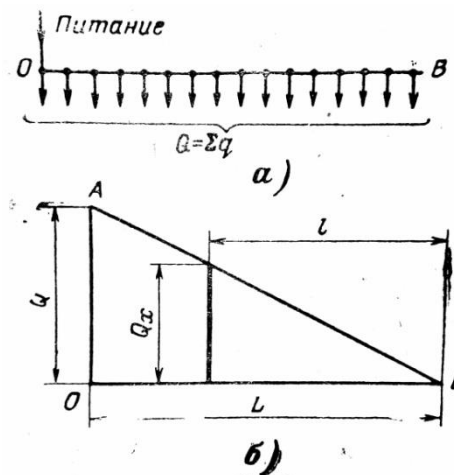


Рисунок 3.8 – Струмопровід з рівномірно розподіленим навантаженням: а) схема; б) реактивне навантаження без конденсаторів

На цьому рисунку пряма  $AB$  – реактивне навантаження струмопроводу, яке на ділянці  $l$  дорівнює  $Q_x$  і величину якої можна визначити за формулою

$$Q_x = f(l) = \frac{Q}{L} l, \quad (3.21)$$

а втрати  $\Delta p_2$  на ділянці  $l$ , викликані реактивним навантаженням,

$$P_0 = \int_0^L \frac{10^{-3}}{U^2} Q_x^2 dR.$$

Замінюючи  $dR$  через  $rdl$ , де  $r$  – питомий опір лінії, Ом/км, та підставляючи  $Q_x$  знаходимо:

$$P_0 = a' \int_0^L \left(\frac{Q}{L}\right)^2 l^2 dl = \frac{a'}{3} Q^2 L, \quad (3.22)$$

де  $a' = 10^{-3}/U^2 \cdot r$ .

На рисунку 3.9  $AB$  – лінія реактивної потужності струмопроводу до установки конденсаторів;  $DFGB$  – після їх установки потужністю  $Q_K$  в точці  $K$ .

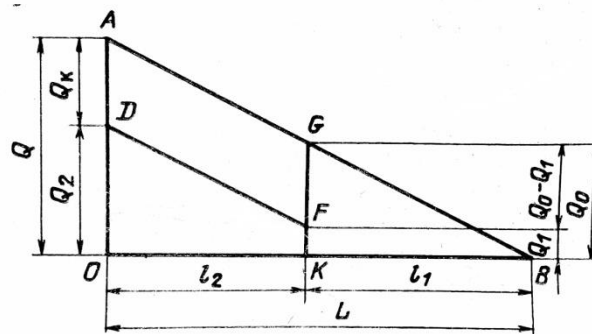


Рисунок 3.9 – Реактивне навантаження струмопроводу з рівномірно розподіленим навантаженням

$Q$  – реактивне навантаження струмопроводу, квар;  $L$  – довжина струмопроводу, м;  $K$  – точка магістралі, в якій економічно доцільно приєднати конденсатори;  $l_1$  та  $l_2$  – відстань точки  $K$  від кінця та від початку магістралі. Питоме реактивне навантаження

$$q = Q/L, \text{ квар/м.}$$

Для виявлення умови мінімуму втрат в струмопроводі при встановленні конденсаторів заданої потужності, тобто найбільш доцільного місця їх приєднання до струмопроводу, необхідно скласти рівняння втрат, дослідити його екстремум та визначити  $l_1$  або  $l_2$  в залежності від ступеню компенсації реактивних навантажень  $\varepsilon = Q_{\kappa}/Q$ .

Втрати потужності  $\Delta p_1$  на ділянці  $l_1$  у відповідності з попередньою формулою будуть:

$$\Delta p_1 = \frac{a'}{3} Q_0^2 l_1, \text{ кВт.} \quad (3.23)$$

Реактивні навантаження на ділянці  $l_2$  з урахуванням установки конденсаторів можуть бути представлені у вигляді трапеції, звідки

$$Q_x = f(l) = Q_1 + \frac{Q_2 - Q_1}{l_2} l,$$

а втрати  $\Delta p_2$  на ділянці  $l_2$  викликані реактивним навантаженням, складатимуть:

$$\Delta p_2 = a' \int_0^{l_2} Q_x dl. \quad (3.24)$$

Після підстановки в цю формулу значення  $Q_x$  з попередньої формули та виконання не складних перетворень можна отримати:

$$\Delta p_2 = a' \frac{Q_1^2 + Q_1 Q_2 + Q_2^2}{3} l_2.$$

Сумарні втрати в струмопроводі  $\Delta p$  з урахуванням попередніх формул будуть:

$$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2 = \frac{a'}{3} [Q_0^2 l_1 + (Q_1^2 + Q_1 Q_2 + Q_2^2) l_2], \text{ кВт.} \quad (3.25)$$

Для виявлення екстремуму  $\Delta p$ :

- 1) зробимо заміну в останній формулі, користуючись рисунком;

2) візьмемо часткову похідну по змінній  $l_1$  та після виконання спрощень отримаємо:

$$3Q_0^2 + (Q_2 + Q_1)(2Q_1 + Q_2) = 0;$$

3) також по змінній  $l_2$ :

$$Q_1^2 + Q_2^2 + Q_1 Q_2 = 0.$$

Вирішуючи спільно два останніх рівняння отримаємо:

$$Q_1 = -0,5Q_K;$$

але так як  $Q_1 = ql_1 - Q_K$ , то  $ql_1 = 0,5Q_K$  та  $l_1 = 0,5 \frac{Q_K}{q} = 0,5 \frac{Q_K}{Q} L$

або остаточно з урахуванням того, що  $\frac{Q_K}{Q} = \varepsilon$ ,

$$\frac{l_1}{L} = 0,5\varepsilon; \quad \frac{l_2}{L} = 1 - 0,5\varepsilon.$$

Значення  $l_1$  та  $l_2$  можна визначити графічно, користуючись рисунком 3.10, для чого на ординаті відкладаємо  $OA = Q$ ;  $AD = Q_K$ , а по осі абсцис  $OE = L$ , з точки  $N$  – середини відрізка  $AD$  – проводимо лінію паралельно  $AE$ , яка при перетині з  $OE$  дає точку, яку шукаємо  $F$ , що визначає

$$l_1 = FE \text{ та } l_2 = OF.$$

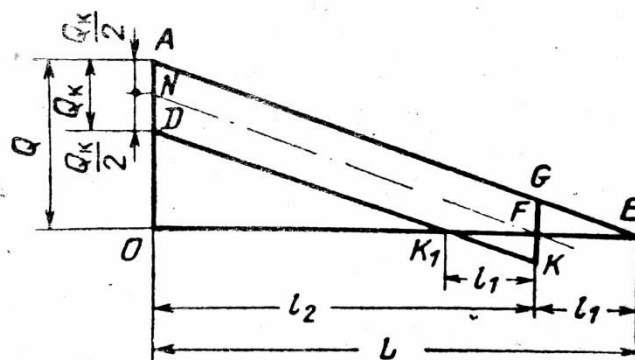


Рисунок 3.10 – Графічне визначення величин  $l_1$  та  $l_2$

Величину мінімальних втрат  $\Delta p_{\min}$  можна отримати з виразу сумарних втрат, якщо в нього замість  $l_1$  та  $l_2$  підставити їх величини, визначені з попередньої формули ті виконати деякі перетворення



$$\Delta p_{\min} = \frac{a'}{3} Q^2 L [(1 - \varepsilon)^3 + 0,25\varepsilon^3], \quad (3.26)$$

де  $\varepsilon = Q_K / Q$  – ступінь компенсації реактивних навантажень.

Якщо  $\varepsilon=0$ , тобто при відсутності конденсаторів, то

$$\Delta p_{\max} = \frac{a'}{3} Q^2 L.$$

Таким чином  $\Delta p_{\min} = \beta \Delta p_{\max}$ , де  $\beta = (1 - \varepsilon)^3 + 0,25\varepsilon^3$ , та представляє собою коефіцієнт, на який необхідно помножити максимальні втрати (без компенсації), щоб отримати можливі мінімальні втрати при заданій степені компенсації та при умові вставлення конденсаторів в точці, відстань якої від початку та кінця магістралі будуть визначені за попередніми формулами.

Аналіз  $\Delta p_{\min} = f(\varepsilon)$  за формулою мінімальних втрат приводить до висновку, що найменші з мінімальних втрат будуть при умові,  $\varepsilon_0 = 2/3$ .

Таким чином, підставляючи у формулу мінімальних втрат значення  $\varepsilon = 2/3$ , знайдемо:

$$\Delta p_{\min} = \frac{1}{9} \frac{a'}{3} Q^2 L;$$

при цьому  $l_I = \frac{1}{3} L$ .

Так, наприклад, при  $\varepsilon = 0,5$ ;  $l_I / L = 0,25$

$$\Delta p_{\min} = 0,156 \frac{a'}{3} Q^2 L.$$

Для інших значень  $\varepsilon = 0,2 \div 0,8$  значення  $\Delta p_{\min}$  наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Значення  $\beta = f\left(\frac{Q_K}{Q}\right) = f(\varepsilon)$

Числові значення $\beta$ при $\varepsilon$ рівне							
0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	$\frac{2}{3}$	0,7	0,8
0,514	0,350	0,232	0,156	0,118	0,111	0,113	0,136

З даних таблиці видно, що навіть при малих степенях компенсації (порядку  $\varepsilon = 0,2$ ) та умови встановлення конденсаторів на відстані від кінця магістралі  $l_2$  втрати в ній різко скорочуються (на  $1 - 0,514$ ), тобто на 49%.

В той же час установка на струмопроводі конденсаторів такої потужності, яка забезпечує степінь компенсації  $\varepsilon > 0,5$ , мало доцільна, так як при цьому зменшення втрат буде відносно не значним. Так, при  $\varepsilon = 0,5$  втрати складають  $0,156\Delta p_{\text{макс}}$ , а при  $\varepsilon = 0,6$  відповідно  $0,118\Delta p_{\text{макс}}$ , тобто додаткове зниження втрат виходить всього лиш  $0,156 - 0,118 = 0,038$  або 3,8%.

Криві відносної зміни  $\Delta p = f(l_1/L)$  для різних  $\varepsilon$  наведені на рисунку 3.11.

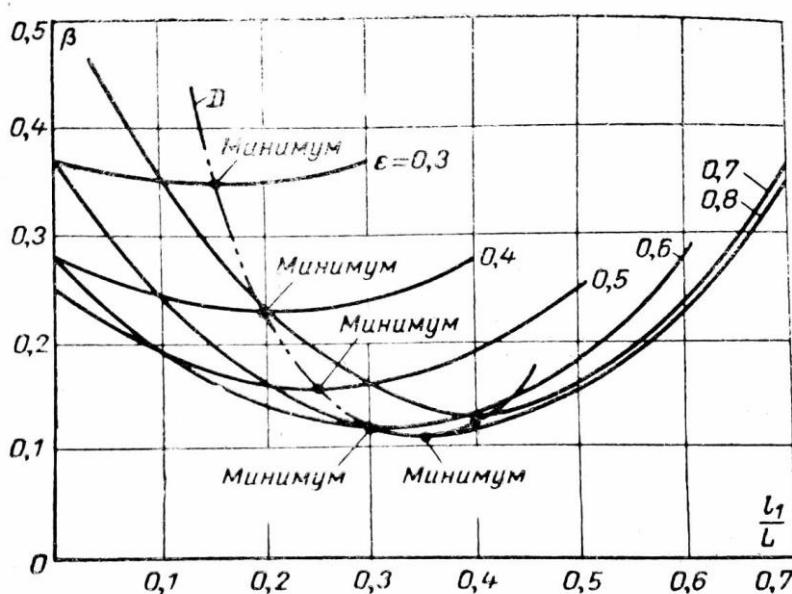


Рисунок 3.11 – Криві  $\beta = f(l_1/L)$  для різних значень  $\varepsilon$ .  $D$  – крива мінімумів.

Аналіз таких кривих показує, що в межах  $\pm 0,1l_1/L$  від точок мінімуму втрат останні змінюються досить незначно. Таке положення дає можливість переносити у разі необхідності точку приєднання конденсаторів до струмопроводу у рамках  $\pm 0,1l_1/L$  без якогось помітного збільшення втрат потужності.



На ділянці  $FE$  втрати  $\Delta p_1$  будуть:

$$\Delta p_1 = \frac{a'}{3} 4 \left( \frac{Q_K}{2 \cdot 2} \right)^2 \frac{1}{2} \left( \frac{Q_K}{2Q} \right) L, \text{ кВт},$$

а для випадку  $n$  точок

$$\Delta p_1 = \frac{a'}{3} 2n \left( \frac{Q_K}{2n} \right)^2 l_n,$$

$$\text{де } l_n = \frac{l_1}{n} = \frac{Q_K}{n \cdot 2Q} L.$$

Підставимо значення  $l_n$  в попередню формулу, обозначимо

$$\frac{a'}{3} Q^2 L = A \text{ та } \frac{Q_K}{Q} = \varepsilon,$$

отримаємо:

$$\Delta p_1 = A \left( \frac{1}{2n} \right)^2 \varepsilon^3.$$

Втрати  $\Delta p_2$  на ділянці  $OF$  в усіх випадках складатимуть (незалежно від  $n$ ):

$$\Delta p_2 = \frac{a'}{3} (Q - Q_K)^2 \frac{Q - Q_K}{Q} L$$

або

$$\Delta p_2 = A(1 - \varepsilon)^3.$$

Загальні втрати

$$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2 = A \left[ \left( \frac{1}{2n} \right)^2 \varepsilon^3 + (1 - \varepsilon)^3 \right], \text{ кВт}.$$

Умова екстремуму виразу

$$\varepsilon = \frac{Q_K}{Q} = \frac{2n}{2n+1} \quad (3.28)$$

Надалі за допомогою попередньої формули знаходимо

$$l_n = \frac{Q_K}{n \cdot 2Q} L = \frac{2n}{2n+1} \frac{L}{2n} = \frac{L}{2n+1}$$

або

$$\frac{l_n}{L} = \frac{1}{2n+1}$$

Відзначимо, що значення  $l_n/L$  є додатком до одиниці  $Q_K/Q$ , тобто

$$\frac{Q_K}{Q} + \frac{l_n}{L} = 1$$

Величину мінімальних втрат  $\Delta p_{\min}$  для різних  $n$  можна отримати з формул, якщо є замінити, тоді

$$\Delta p_{\min} = \frac{a'}{3} Q^2 L \frac{1}{(2n+1)^2}, \text{ кВт}$$

а при відсутності конденсаторів, тобто коли  $Q_K = 0$ , а отже  $\varepsilon = 0$ , за формулою:

$$\Delta p_{\max} = \frac{a'}{3} Q^2 L$$

Таким чином  $1/(2n+1)^2$  являє собою коефіцієнт, на який необхідно помножити величину втрат при відсутності конденсаторів, щоб отримати мінімальні втрати при установці конденсаторів в  $n$  точках.

Нижче в таблиці 3.7 наводяться значення  $1/(2n+1)^2$  при  $n=1,2,3,4$ .

Таблиця 3.7 – Значення  $1/(2n+1)^2$

$n$	1	2	3	4
$1/(2n+1)^2$	0,111	0,040	0,021	0,012

Практичний інтерес мають випадки установки конденсаторів в одній або двох точках, так як другий випадок відрізняється від першого значним зменшенням втрат – на  $0,111 - 0,040 = 0,071$ , а третій (при  $n=3$ ) при

порівнянні з другим всього лише на  $0,040 - 0,021 = 0,019$ ; при цьому значення  $Q_K/Q$  та  $l_n/L$  складатимуть в залежності від  $n$ .

Таблиця 3.8 – Значення  $\varepsilon$

$n$	$\varepsilon = Q_K/Q$	$l_n/L$
1	0,67	0,33
2	0,80	0,20

На рисунку 3.13 наведені: крива 1, ординати якої є відносними втратами в струмопроводі при установці конденсаторів в одній точці ( $n=1$ ) в залежності від  $\varepsilon$ ; крива 2 – теж, але при  $n=2$ ; крива 3 – при  $n=3$ ; крива 4 – при  $n=4$ .

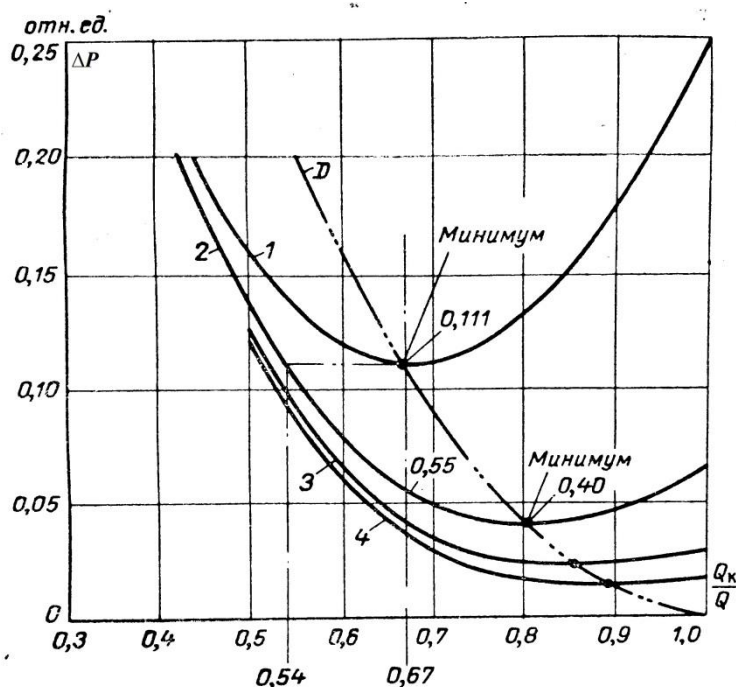


Рисунок 3.13 – Криві відносних втрат потужності в струмопроводі при різних значеннях  $Q_K/Q$  при установці конденсаторів: 1 – в одній точці; 2 – в двох точках; 3 – в трьох точках; 4 – в чотирьох точках;  $D$  – лінія мінімумів.

Аналіз кривих рисунку приводить до наступних практичних висновків:

1) Установка конденсаторів на струмопроводі більш ніж в двох точках не доцільно в разі незначного додаткового зниження втрат при переході від двох точок до трьох.

2) Установка конденсаторів в двох точках струмопроводу (замість одної) приводить до досить значного відносного зниження втрат тільки для високих значень степені компенсації, починаючи від  $\varepsilon$ , яка дорівнює приблизно 0,55 та більше.

3) Замість установки конденсаторів потужністю  $Q_K = \frac{2}{3}Q$  ( $\varepsilon = \frac{2}{3} = 0,67$ ) в одній точці на відстані  $l_1 = \frac{1}{3}L$  можна встановити конденсатори в двох точках на відстані  $l_{I1}=1,5l_1$  та  $l_{I2}=0,5l_1$  та знизити втрати на половину, тобто до 0,055 (замість 0,111); при  $Q_K = 0,8Q$  ( $\varepsilon = 0,8$ ) втрати зменшаться в 3, 4 рази.

### **3.7 Компенсація реактивної потужності у стояках висотних будівель**

Розроблено метод визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів на основі даних вимірювань втрат напруги на характерних ділянках схеми електричної мережі. Наведено алгоритм розрахунку таких параметрів режиму, як втрати активної потужності  $\Delta P$  і реактивної потужності  $\Delta Q$  в електричній мережі 0,38 кВ будинків висотної забудови міста. Розглянуто приклад розрахунку для багатоповерхового будинку даним методом [38]. Переваги запропонованого методу визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів це простота і можливість компенсувати реактивну потужність безпосередньо у побутових споживачів.

Метою і завданням даної роботи є розробка вдосконаленого методу визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів на основі даних вимірювань втрат напруги на характерних ділянках схеми електричної мережі. Залежно від моделі, методу і критерію оптимізації можуть бути

отримані різні результати. Для електричних розподільних мереж міст з багатоповерховою забудовою доцільніше застосувати метод вибору місця установки батарей конденсаторів в лініях з рівномірно розподіленим навантаженням [39]. А також один з відомих способів визначення втрат потужності та електроенергії в мережах 0,38 кВ, який заснований на використанні кореляційного зв'язку між втратою напруги і втратою потужності в мережі називається методом коефіцієнта  $K_{м/н}$  [3].

Вихідні дані для вирішення поставленого завдання на прикладі 16-ти поверхового житлового будинку (рис. 3.14) з 3-ма секціями та з 3-ма квартирами на поверсі. У квартирах використовуються електроплити потужністю 8,5 кВт,  $\cos\varphi = 0,8$  і  $x_0=0$ .

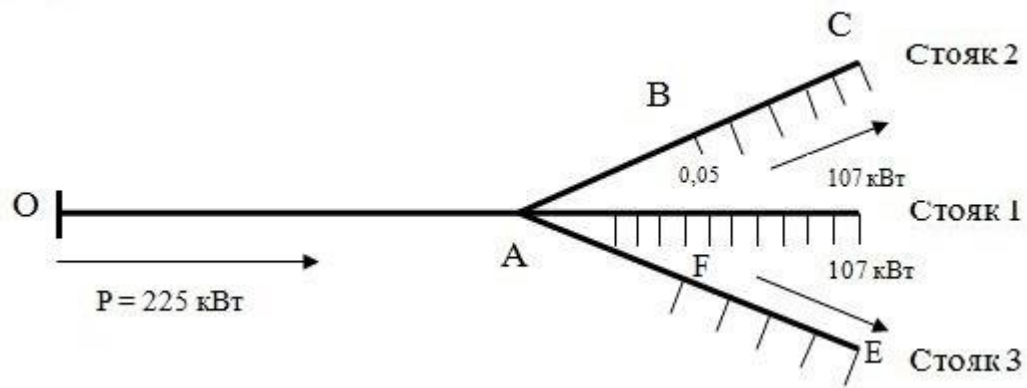


Рисунок 3.14 – Вихідна схема мережі 0,38 кВ 16-ти поверхового житлового будинку

Розглянемо стояк 1 (рис. 3.14) загальне число квартир  $n = 16 \cdot 3 = 48$ , питома навантаження на квартиру згідно [40]  $P_{num} = 2,23$  кВт/кв., навантаження  $P_I = 2,23 \cdot 48 = 107$  кВт.

Реактивну потужність розраховуємо за формулою:

$$Q_I = P_I \cdot \tan\varphi \quad (3.29)$$

$$Q_I = 107 \cdot 0,75 = 80 \text{ кВАр}$$



Повна потужність складає  $S_k = \sqrt{107^2 + 80^2} = 133,6$  кВА,  $S = 107 - j80$ , струм визначимо за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (3.30)$$

$$I = \frac{133,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 203 \text{ А.}$$

Лінія стояка 1 виконана кабелем АПВ 4×95 в трубі, для якої активний опір складає  $r_0 = 0,326$  Ом/км.

Стояки 1, 2, 3 загальне число квартир  $n_{\Sigma} = 48 \cdot 3 = 144$  квартири, питоме навантаження на квартиру [40] складає  $P_{num} = 1,56$  кВт/кв., навантаження  $P_{OA} = 1,56 \cdot 144 = 225$  кВт, струм розраховуємо по формулі:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (3.31)$$

$$I = \frac{225}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8} = 428 \text{ А.}$$

Від ТП до вводу в будинок підходить двухцепна КЛ, для якої погоний активний опір складає  $r_0 = \frac{0,326}{2} = 0,163$  Ом/км.

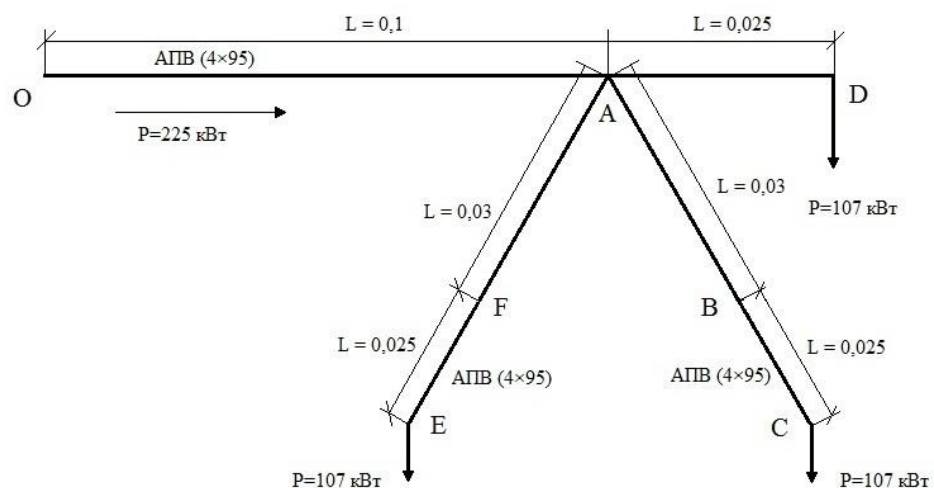


Рисунок 3.15 – Розрахункова схема для визначення  $\Delta U\%$

Визначимо втрати напруги на ділянці схеми мережі ОА з зосередженим навантаженням по формулі:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_i \cdot r_{0i} \cdot l_i}{10 \cdot U_n} \% , \quad (3.32)$$

де  $I_i$  – струм на  $i$ -й ділянці, А;

$r_{0i}$  – погоний опір  $i$ -ї ділянки, Ом;

$l_i$  – довжина ділянки, км;

$U_n$  – номінальна напруга, кВ.

А також на ділянках з зосередженим навантаженням АВ та АФ по формулі (рис. 3.15).

$$\Delta U_{OA} = \frac{\sqrt{3} \cdot 428 \cdot 0,163 \cdot 0,1}{10 \cdot 0,38} = 3,2 \% ,$$

$$\Delta U_{AB} = \Delta U_{AF} = \frac{\sqrt{3} \cdot 203 \cdot 0,326 \cdot 0,03}{10 \cdot 0,38} = 0,9 \% .$$

Втрати напруги на ділянках ВС, AD, FE з рівномірно розподіленим навантаженням розраховуємо за формулою:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_i \cdot r_{0i} \cdot l_i \cdot 0,5}{10 \cdot U_n} . \quad (3.33)$$

$$\Delta U_{BC} = \Delta U_{AD} = \Delta U_{FE} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_i \cdot r_{0i} \cdot l_i}{10 \cdot U_n} \cdot 0,5 , \%$$

$$\Delta U_{BC} = \Delta U_{AD} = \Delta U_{FE} = \frac{\sqrt{3} \cdot 203 \cdot 0,326 \cdot 0,05}{10 \cdot 0,38} \cdot 0,5 = 0,75 \% .$$

Отримавши значення втрат напруги на ділянках електричної мережі будинку, можна перейти до визначення втрат активної потужності  $\Delta P = f(\Delta U)$ , використовуючи відповідні коефіцієнти  $K_{M/n}$  (табл. 3.9) [39]. При

цьому слід допустити, що реально виміряні втрати напруги в період зимового максимуму  $\Delta U_{вим}$  рівні розрахунковим величинам  $\Delta U_{роз}$ .

Таблиця 3.9 – Значення  $K_{м/н}$  та  $\Delta P$

№	Характеристика електричної лінії	Значення $K_{м/н}$	Значення $\Delta P\%$
1	Зосереджене навантаження в кінці ЛЕП при $x_0=0$ та $\cos\varphi=1$	1	$\Delta P\% = K_{м/н} \cdot \Delta U\%$
2	Зосереджене навантаження в кінці ЛЕП при $x_0=0$ та $\cos\varphi \neq 1$	$\frac{1}{\cos^2 \varphi}$	$\Delta P\% = \frac{1}{\cos^2 \varphi} \cdot \Delta U\%$
3	Рівномірно розподілене навантаження при $x_0=0$ та $\cos\varphi=1$	0,67	$\Delta P\% = 0,67 \cdot \Delta U\%$
4	Рівномірно розподілене навантаження при $x_0=0$ та $\cos\varphi \neq 1$	$\frac{0,67}{\cos^2 \varphi}$	$\Delta P\% = \frac{0,67}{\cos^2 \varphi} \cdot \Delta U\%$

Визначимо втрати потужності  $\Delta P_i$  по виміряним значенням  $\Delta U_i$  на ділянках схеми мережі будинку за формулою:

– для зосередженого навантаження

$$\Delta P_i = \frac{P_i \cdot \Delta U_i \%}{100}, \quad (3.34)$$

– для ділянок з рівномірно розподіленим навантаженням

$$\Delta P_i = \frac{P_i \cdot K_{м/н} \cdot \Delta U_i \%}{\cos^2 \varphi \cdot 100}. \quad (3.35)$$

Для ділянок з зосередженим навантаженням  $\Delta P_i$  будуть дорівнювати:

$$\Delta P_{OA} = \frac{225 \cdot 3,2}{100} = 7,2 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{AB} = \Delta P_{AF} = \frac{107 \cdot 0,9}{100} = 0,96 \text{ кВт}.$$

Сумарні втрати потужності на ділянках мережі будинку з зосередженим навантаженням будуть дорівнювати:

$$\Delta P_{\Sigma cocr} = 7,2 + 2 \cdot 0,96 = 9,12 \text{ кВт}.$$

Для ділянок з рівномірно розподіленим навантаженням  $\Delta P_i$  будуть дорівнювати:

$$\Delta P_{BC} + \Delta P_{AD} + \Delta P_{FE} = 3 \cdot \frac{107 \cdot 0,67 \cdot 0,75}{0,8^2 \cdot 100} = 2,52 \text{ кВт.}$$

Сумарні втрати потужності в будинку складатимуть:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma cos\varphi} + \Delta P_{\Sigma распр} = 9,12 + 2,52 = 11,64 \text{ кВт.}$$

Якщо врахувати, що в розрахунках приймалися питомі розрахункові електричні навантаження для будинків 1 та 2 видів за даними ДБН 2003 [40], то можна припустити, що втрати потужності в мережах висотних будівель істотно зросли в кілька разів і проблема їх зниження набуває все більшої актуальності.

Оцінка реального стану в діючих мережах свідчить неухильне зростання чисельності міського населення, насичення побуту електроприладами зумовило щорічне зростання електроспоживання міст при випереджаючому зростанні споживання реактивної потужності, викликаному зростанням дрібнодвигунного навантаження, що має тривалий або цілодобовий режим роботи, роблячи істотний вплив на зниження  $\cos\varphi$  до значень від 0,65 до 0,8 [5]. Слід врахувати, що  $\cos\varphi$  ліфтових установок становить 0,6 - 0,7.

В роботі пропонується метод компенсації реактивної потужності в стояку житлового багатоповерхового будинку шляхом визначення оптимальної потужності і місць установки конденсаторів. Для чого стояк з рівномірно розподіленим навантаженням поділяємо на 4 однакових ділянки (по 4 поверху будинку). Отримаємо магістральну лінію з глухим підключенням навантаження. Для розрахунку втрат напруги навантаження приєднується до середини кожної ділянки.

Оптимальний розподіл конденсаторів  $Q_{Ki}$  слід проводити в наступному порядку: якщо  $Q_K \leq Q_I$  (най віддалене навантаження), то всю  $Q_{\Sigma}$  слід встановити в точці 1. Якщо  $Q_{K\Sigma} > Q_I$ , то в точці 1 встановлюємо

конденсатори потужністю  $Q_I$ , а залишок  $Q_{K\Sigma} - Q_I$  розподіляємо між іншими точками в тому ж порядку (рис. 4).

На рис. 3.16 наведена залежність  $\Delta P$  от  $Q_K/Q$  при встановленні  $Q_{Ki}$  в 1, 2 та більше точках [37].

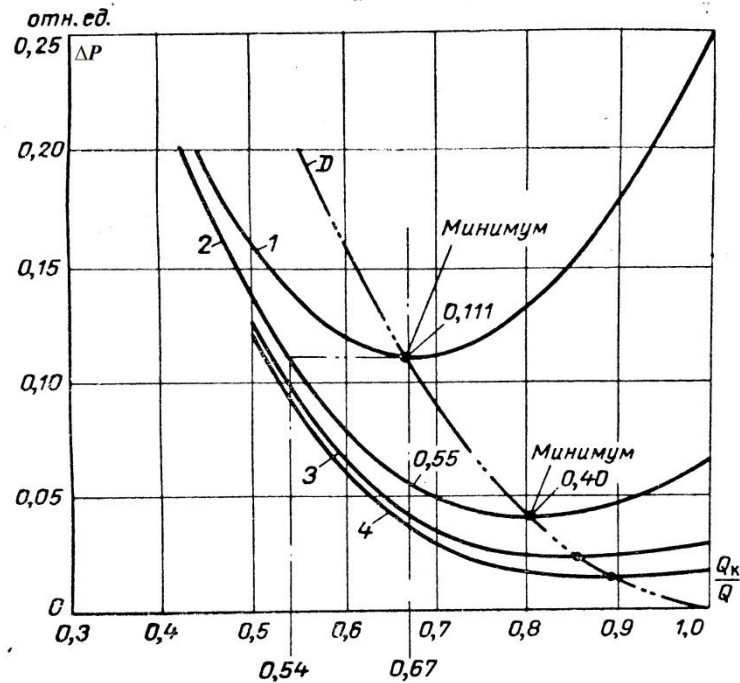


Рисунок 3.16 - Криві відносних втрат потужності при різних значеннях  $Q_K/Q$  при установці в мережі батарей конденсаторів

Аналіз кривих приводить до наступних висновків: 1. Установка конденсаторів на стояку більш ніж в двох точках, як правило, недоцільно через незначну економію у втратах потужності при переході від двох точок до трьох. 2. При установці конденсаторів в одній точці значення  $Q_K/Q$  не повинно перевищувати 0,67, а практично 0,6, а в двох точках  $Q_K/Q$  має бути не більше 0,7 і знизити відносні втрати до 0,055.

З залежності, наведених на рис. 3.16 визначимо сумарну потужність батарей конденсаторів і їх оптимальне розташування в мережі стояка (рис. 3.17).

$$Q_{K\Sigma} = 0,7 \cdot 80 = 56 \text{ кВАр}$$

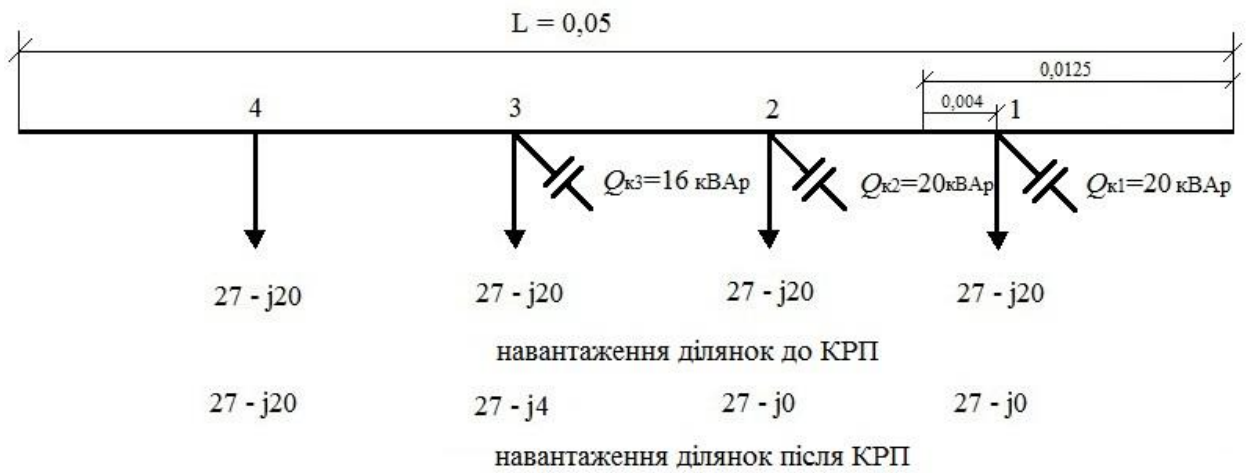


Рисунок 3.17 – Навантаження стояків будинку до та після КРП

Визначимо  $\Delta U_i$  % в стояку будинку з рівномірно розподіленим навантаженням по формулі:

$$\Delta U \%_{\Sigma} = \frac{P \cdot r_0 \cdot l}{10 \cdot U_n^2} \cdot 0,5 \quad (3.36)$$

$$\Delta U \%_{\Sigma} = \frac{107 \cdot 0,326 \cdot 0,05}{10 \cdot 0,38^2} \cdot 0,5 = 0,6 \%$$

Знайдемо  $\Delta U_i$  % в магістральній лінії, яка складається з чотирьох ділянок:

$$1 \quad \Delta U_{12-16} = \frac{27 \cdot 0,326}{1,444} \cdot 0,00625 = 0,038 \%$$

$$2 \quad \Delta U_{8-12} = 0,038 + 2 \cdot 0,038 = 0,114 \%$$

$$3 \quad \Delta U_{4-8} = 0,038 + 4 \cdot 0,038 = 0,19 \%$$

$$4 \quad \Delta U_{0-4} = 0,038 + 6 \cdot 0,038 = 0,266 \%$$

$$\Delta U_{\Sigma} = 0,038 + 0,114 + 0,19 + 0,266 = 0,608 \%$$

Порівняємо значення сумарних втрат напруги в стояку будинку з рівномірно розподіленим навантаженням формула (3.36) з сумарними

втратами напруги на еквівалентній магістральній лінії з 4-ма ділянками (рис. 3.17). Як видно з наведеного розрахунку вони виявилися однаковими ( $0,6 \approx 0,608$ ), тобто магістральна лінія є еквівалентною лінії з рівномірно розподіленим навантаженням. З огляду на те, що навантаження стояків протягом доби змінне, то конденсаторні установки повинні бути регульовані.

## Висновки

Запропоновано новий підхід до розв'язання оптимізаційної задачі КРП в лініях стояків висотних будівель шляхом еквівалентування лінії з рівномірно розподіленим навантаженням в магістральну з глухим підключенням навантажень в центрі кожної ділянки.

В експлуатаційній постановці завдання визначається значення  $\Delta P_i = f(\Delta U_{вим})$  шляхом вимірювання втрат напруги на кожній ділянці мережі стояка будинку, використовуючи коефіцієнт  $K_{м/н}$ . Подальше зменшення трудовитрат проведення вимірювань може бути досягнуто шляхом використання методу випадкової вибірки, коли вимірювання проводяться не у всіх мережах будинків, а тільки в їх частині.

## РОЗДІЛ 4

### РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ

#### **4.1 Опис ідеї проекту компенсації реактивної потужності у побутових споживачів**

В даний час проблема компенсації реактивної потужності у споживачів є актуальною темою. Стрімкий розвиток сучасної техніки і технологій зумовлює зростання електроспоживання в побутовому секторі. При нормальних робочих умовах всі споживачі електричної енергії, режим яких супроводжується постійним виникненням електромагнітних полів (електродвигуни пральних машин і кондиціонерів, блоки живлення комп'ютерів, люмінесцентні лампи і т. д.), навантажують мережу як активною, так і реактивною складовими повної споживаної потужності. З огляду на високу щільність комунально-побутового навантаження, постійна наявність перетоків потужності реактивної складової призводить до значних втрат електроенергії в розподільних мережах великих міст [41]. У розподільних мережах комунально-побутових споживачів пристрої компенсації реактивної потужності застосовуються недостатньо, хоча за обсягами споживання цей сектор вже займає друге місце після промисловості [42].

Метою і завданням проекту є розробка вдосконаленого методу визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів на основі даних вимірювань втрат напруги на характерних ділянках схеми електричної мережі міста. Опис ідеї проекту наведено у таблиці 4.1.



Таблиця 4.1 – Зміст ідеї проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Розробка методу визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів	В науковій, дослідницькій, практичній діяльності для:	Розроблений метод дозволяє покращити показник коефіцієнта потужності $\cos\phi$ , енергозбереження
	– електричної розподільної мережі напругою 0,38 кВ районів міста	Дозволяє підвищити пропускну здатність електричної мережі
	– побутових споживачів	Дозволяє зменшити втрати потужності та електроенергії
	– багатоповерхових будинків	Дозволяє покращити якість електричної енергії

В таблиці 4.2 наведено порівняльний аналіз розробленого методу із аналогічним методом коефіцієнта  $K_{м/н}$ , а також проведено аналіз сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту [43].

Таблиця 4.2 - Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

Техніко-економічні характеристики ідеї	Потенційні концепції методів		W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
	Мій метод	Аналог			
Простота розрахунку	Не складний розрахунок	Складність у розрахунках			+
Точність розрахунку	Висока	Висока		+	
Орієнтація на побутових споживачів	Побутові споживачі	Промислові споживачі			+
Багатокритеріальність методу	Розрахунок по одному критерію	Розрахунок по декільком критеріям			+

Аналіз показав, що в порівнянні з методом коефіцієнта  $K_{м/н}$ , даний метод має більше переваг, найбільш значні з них: орієнтованість на побутового споживача та багатокритеріальність методу.

## 4.2 Технологічний аудит проекту

Реалізація стартап проекту може бути виконана у вигляді розробки програмного забезпечення з розрахунку, за розробленим методом, потужності конденсаторних батарей та їх місця установки в електричній мережі 0,38 кВ багатоповерхового будинку. В програмі будуть враховуватися вихідні дані споживачів та усі критерії (за вибором замовника), які необхідно врахувати у розрахунках. Кінцевий продукт розрахунку – це розрахована потужність БК, підібрані стандартні значення потужностей, обрані БК та місце їх установки. Блок схема для розробки програмного забезпечення наведена на рисунку 4.1.

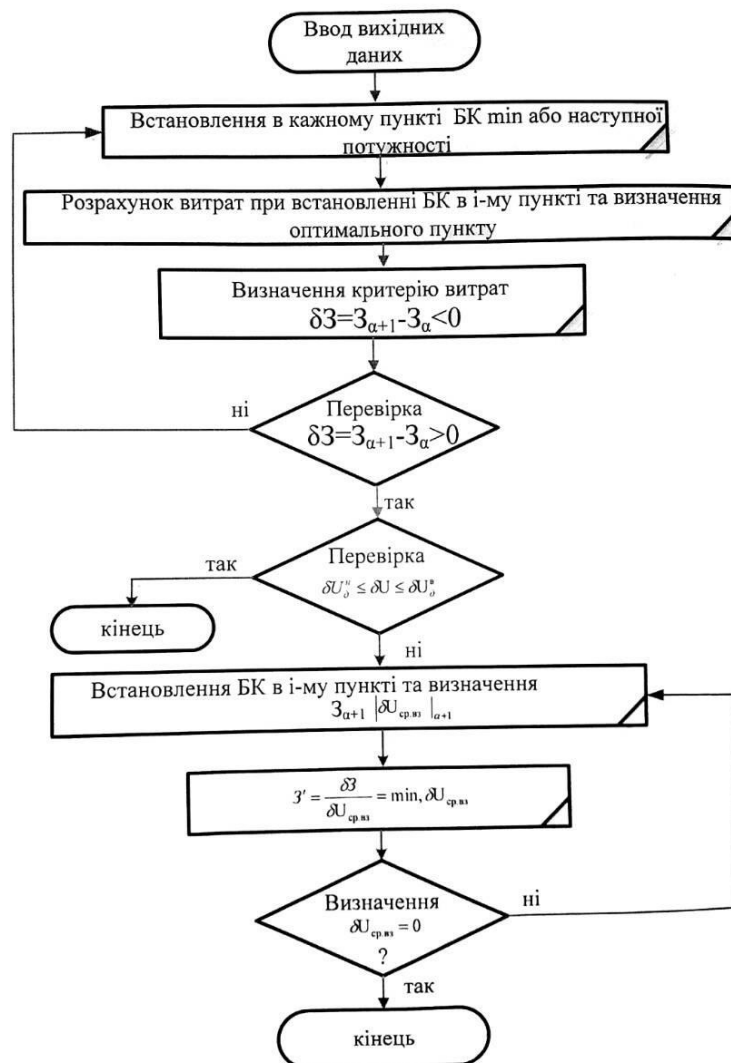


Рисунок 4.1 – Блок-схема задачі оптимізації потужності та розміщення БК

### 4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

В таблиці 4.3 проведено аналіз попиту потенційного ринку стартап-проекту.

Таблиця 4.3 – Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту

Показники стану ринку	Характеристика
Кількість головних гравців, од	1
Динаміка ринку	зростає
Наявність обмежень на ринку	відсутні
Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Не потребує стандартизації та сертифікації

Аналізуючи ринок, до якого входить даний проект, можна сказати, що кількість конкуруючих проектів на ринку відсутня, проте попит на даний проект зростає. Зростання попиту зумовлено збільшенням втрат електроенергії, погіршенням показників якості електроенергії, що має негативні наслідки для споживачів та електропередавальних організацій.

Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту наведена в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту

Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія (цільові сегменти ринку)	Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп клієнтів	Вимоги споживачів до товару
Зменшення втрат потужності та електроенергії та відповідно зменшення коштів для оплати послуг за споживання електроенергії	Електропередавальні організації, проектні організації	Дотримання стандартів якості електроенергії	Простота у користуванні
			Достовірність даних
	Комунальні підприємства міст, обслуговуючі компанії, ОСББ	Залежність від тарифів, формування ціни на послуги	Повнота інформації
			Ефект від енергозбереження

Проведений аналіз ринкового середовища наведено в таблицях 4.5 та 4.6.

Таблиця 4.5 - Фактори загроз

Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція
Конкуренція	Створення аналогічних моделей та методик	Зниження попиту
Складне економічне становище в країні	Зниження зацікавленості у зв'язку з необхідністю витратами на реалізацію	
Необізнаність	Недостатня увага/знання питанням компенсації реактивної потужності	

Таблиця 4.6 - Фактори можливостей

Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція
Підтримка	Подальше обслуговування після реалізації проекту	Зростання зацікавленості
Зростання попиту на енергозбереження	Заощадження грошових коштів при споживанні електроенергії	

З аналізу факторів можливостей та загроз робимо висновок, що реально погрозуючими факторами може стати лише розроблення аналогу проекту з більшими можливостями та недостатня увага. Щодо можливостей – заощадження грошових коштів при споживанні електроенергії зумовить зростання попиту на даний проект.

В таблиці 4.7 представлено SWOT- аналіз впровадження проекту.

Таблиця 4.7 - SWOT- аналіз впровадження проекту.

S (сильні сторони)	W (слабкі сторони)
<ul style="list-style-type: none"> <li>- проект не має рівносильних аналогів;</li> <li>- можливість підтримки проекту після впровадження;</li> <li>- якість надання послуг;</li> <li>- покращення показників якості/споживання електроенергії;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- реклама продукту;</li> <li>- взаємовідносини з органами влади;</li> <li>- відсутність законодавчої підтримки;</li> <li>- обізнаність покупців;</li> </ul>
O (можливості)	T (загрози)
<ul style="list-style-type: none"> <li>- зростання попиту;</li> <li>- підтримка влади;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- поява конкуренції</li> <li>- нові технології</li> </ul>

#### 4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Розроблення ринкової стратегії першим кроком передбачає визначення стратегії охоплення ринку: опис цільових груп потенційних споживачів представлено в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Вибір цільових груп потенційних споживачів

Цільові групи потенційних клієнтів	Готовність споживачів прийняти продукт	Орієнтований попит в межах цільової групи	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу в сегмент
Електропередавальні організації	Часткова готовність	Високий	Слабка	Складно
Проектні організації	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто
Комунальні підприємства міст	Часткова готовність	Високий	Слабка	Складно
Обслуговуючі компанії	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто
ОСББ (побутові споживачі)	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто
Державні органи влади	Часткова готовність	Низький	Слабка	Складно
Які цільові групи обрано: Електропередавальні організації, Проектні організації, Комунальні підприємства міст, Обслуговуючі компанії, ОСББ.				

Виходячи з даного аналізу, було прийнято рішення обрання стратегію охоплення ринку: Стратегія лідера. Наступальна стратегія припускає збільшення своєї частки ринку. При цьому переслідувана мета полягає в подальшому підвищенні прибутковості роботи компанії на ринку за рахунок максимального використання ефекту масштабу. Проте, існує межа, при перевищенні якої подальше зростання частки ринку стає невигідним. Наступальна стратегія припускає активну інноваційну політику компанії. Постійні техніко-економічні вдосконалення, модифікація товару або послуги [43].

#### 4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Ключові переваги концепції потенційного товару зазначені в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами (існуючі, або такі, що потрібно створити)
Зменшення втрат потужності та електроенергії	Зменшення витрат на придбання електроенергії	Довготривале зменшення витрат на придбання електроенергії при одноразовому капіталовкладенні
Якість електроенергії	Покращення показників якості електроенергії	Надійність електропостачання
Підвищення пропускної спроможності мережі	Більша пропускна здатність, розвантаженість ЛЕП	Підвищення пропускної спроможності ЛЕП без їх заміни

Концепція маркетингової комунікації показана в таблиці 4.10

Таблиця 4.10 – Концепція маркетингової комунікації

Цільові групи	Канали комунікацій, якими користуються цільові клієнти	Ключові позиції, обрані для позиціонування	Завдання рекламного повідомлення	Концепція рекламного звернення
Електропередавальні організації	Інтернет	Енергозбереження, заощадження, покращення показників якості електроенергії	Зацікавити клієнтів у використанні програмного забезпечення	Енергозбереження, заощадження коштів
Проектні організації	Інтернет	Енергозбереження, заощадження, покращення показників якості електроенергії		
Комунальні підприємства міст	Інтернет	Енергозбереження, заощадження, покращення показників якості електроенергії		
Обслуговуючі компанії	Інтернет	Енергозбереження, заощадження, покращення показників якості електроенергії		
ОСББ (побутові споживачі)	Інтернет, телебачення	Енергозбереження, заощадження, покращення показників якості електроенергії		

## **Висновки**

Даний проект практично не має аналогів на ринку, проте попит на дану інформацію наявний серед науковців, дослідників. Враховуючи не великі затрати на реалізацію даного проекту він є рентабельним. Бар'єром до впровадження даного проекту є складність в рекламуванні даного проекту. Подальший розвиток даного проекту (підтримка та розширення) дозволить залишатися конкурентноздатним та актуальним проектом на ринку послуг.

## ВИСНОВКИ

1. Проблема компенсації реактивної потужності займає важливе місце у комплексі питань енергозбереження та надійності електропостачання. Існує багато методів компенсації реактивної потужності. Але на сьогоднішній день стає актуальним питання компенсації реактивної потужності у побутових споживачів. Це пов'язано з насиченням побуту електроприладами, які навантажують мережу як активною, так і реактивною складовими повної споживаної потужності, постійна наявність перетоків потужності реактивної складової призводить до значних втрат електроенергії в мережі.

2. Проаналізовані методи оптимального розподілу потужності батарей конденсатів до 1000В в радіальній та магістральній мережі; вибір місця установки батарей конденсаторів в мережах з рівномірно розподіленим навантаженням, за умовами режиму напруги, на основі системного підходу, економічний аспект компенсації реактивної потужності. Вивчено питання підвищення пропускної здатності ліній електропередач за допомогою засобів компенсації реактивної потужності.

3. Розроблено новий метод розв'язання оптимізаційної задачі КРП в лініях стояків висотних будівель шляхом еквівалентування лінії з рівномірно розподіленим навантаженням в магістральну з глухим підключенням навантажень в центрі кожної ділянки. Розроблено метод визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів на основі даних вимірювань втрат напруги на характерних ділянках схеми електричної мережі. Переваги запропонованого методу визначення місць установки і потужності батарей конденсаторів – це простота і можливість компенсувати реактивну потужність безпосередньо у побутових споживачів.



4. Багатоцільова компенсація реактивної потужності дозволяє вирішити комплекс питань ефективності роботи розподільних електричних мереж: зменшити втрати потужності та електроенергії, підвищити пропускну здатність ліній, покращити показники якості електроенергії, регулювання напруги за допомогою конденсаторів.

5. Запропонований стартап-проект передбачає надання послуг щодо компенсації реактивної потужності для побутових споживачів, що дозволить їм зменшити витрати на придбання електричної енергії та покращити її якість, внаслідок зменшення втрат потужності та електроенергії при встановленні батарей конденсаторів в багатоповерхових будинках за розробленим методом.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Циганенко Б. В. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги: дис. ... кандидата техн. наук: 05.14.02 / Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського». Київ. 2017. 271 с.
2. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. М.: Энергоиздат, 1981. 200 с.
3. Зорин В. В. Тисленко В. В. Системы электроснабжения общего назначения: учеб. для студ. высш. уч. зав. Чернигов: ЧГТУ, 2005. 341 с.
4. Лоскутов А. Б., Еремин О. И. Компенсация реактивной мощности. Многоцелевая оптимизация компенсации реактивной мощности в электрических сетях. *Промышленная энергетика*. 2006. №6. С. 39-41.
5. Говоров Ф. П., Перепеченный В. А., Говоров В. Ф. К вопросу о компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения городов. *Енергетика та електрифікація*. 2007. №7. С. 54-58.
6. Статья подготовлена редакцией бюллетеня «Энергосовет». Энергосбережение при компенсации реактивной мощности у потребителей. *Энергосовет*. 2010. № 3(8). С. 21-23.
7. Дорошенко А. И., Савранский Ю. А. Компенсация реактивной мощности городских электрических сетей 0,4 кВ. *Енергетика та електрифікація*. 2007. №12. С. 13-20.
8. Демов А. О., Демов О. Д., Войнаровський А. Ж., Паламарчук О. П. Особливості впровадження компенсувальних установок у електричні мережі споживачів у сучасних економічних умовах. *Енергетика та електрифікація*. 2006. №2. С. 12-15.
9. Буйний Р. А., Зорин В. В. Регулирование взаимоотношений между потребителями и электроснабжающей организацией в условиях рыночной экономики. *Енергетика та електрифікація*. 2007. №6. С. 52-54.

10. Кузьмин В. В., Кирисов И. Г., Малинин С. В. Анализ средств компенсации реактивной мощности в электрических сетях Украины. *Энергосбережение, энергетика, энергоаудит*. 2012. №5. С. 45-50.
11. Лазуренко А. П., Прохоренко Ю. В. Современные методы и устройства компенсации реактивной мощности в бытовых системах электропотребления. *Вестник Национального технического университета «ХПИ»*. Харьков, 2011. Вып. 41. С. 83-87.
12. Соломчак О. В. Методика вибору та порівняння варіантів компенсації реактивної потужності. *Енергетика та електрифікація*. 2004. №9. С. 23-27.
13. Потребич А. А., Ткачев В. И., Коваленко Д. В., Катренко Г. Н. Особенности применения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. *Енергетика та електрифікація*. 2008. №2. С. 33-35.
14. Готман В. И., Маркман Г. З., Маркман П. Г. Компенсация реактивной мощности. Задачи обследования системы компенсации реактивной мощности. *Промышленная энергетика*. 2006. №8. С. 50-55.
15. Вильданов Р. Г., Ионцева О. А., Исхаков Р. Р., Бикметов А. Г. Снижение потерь электроэнергии с помощью компенсации реактивной мощности. *Современные проблемы науки и образования*. 2015. №1(1). С. 25-33.
16. Некрасов С. А. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях на основе распределенной энергетики. *Промышленная энергетика*. 2013. № 4. С. 48-53.
17. Ершов С. В., Савицкий И. В. Разработка систем компенсации реактивной мощности в условиях городских электрических сетей. *Известия ТулГУ. Технические науки*. Тула, 2012. Вып. 12. Ч. 3. С. 37-42.
18. Солонина Н. Н., Суслов К. В., Солонина З. В. Новые технологии компенсации реактивной мощности. *Вестник ИрГТУ*. Иркутск, 2016. №5 (112). С. 135-143.

19. Зорин В. В., Буслова Н. В. Оптимизация конденсаторных батарей в распределительных сетях по условиям режима напряжения. *Электрические сети и системы*. 1971. №8. С. 62-69.
20. Зорин В. В., Экель П. Я. Методы дискретной оптимизации систем электроснабжения. *Энергетика и транспорт*. 1980. №5. С. 25-37.
21. Ching-Tzong Su, Cheng-Yi Lin, Ji-Jen Wong Optimal size and location of capacitors placed on a distribution system. *Wseas transactions on power systems*. 2008. No 4. Pp. 247-256.
22. Aleksander Kot, Wiesław Nowak, Waldemar Szpyra, Rafał Tarko Efficiency improvement of reactive power compensation in power distribution networks. *Przegląd elektrotechniczny*. 2013. No 6. Pp. 190-195.
23. Akash, Gaurav Shah, Himnay Pratap Singh, Avinas Kumar Chauhan Importance of reactive power for distributed generation. *International journal of emerging technology and advanced engineering*. 2014. No 1. Pp. 84-88.
24. Juan Dixon, Luis Moran, Jose Rodriguez, Ricardo Domke Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review. *Proceedings of the IEEE*. 2005. No 12. Pp. 2144-2164.
25. Mekhamer S. F., El-Hawary M. E., Soliman S. A., Moustafa M. A., Mansour M. M. New heuristic strategies for reactive power compensation of radial distribution feeders. *IEEE Transactions on power delivery*. 2002. No 4. Pp. 1128-1135.
26. ГОСТ 13109-97 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Киев, 1999. 32 с.
27. Зорин В. В. Экономически обоснованные значения перетоков реактивной мощности. V Международная научно-техническая конференция «Эффективность и качество электроснабжения промпредприятий». Мариуполь, 2005. С. 263-266.
28. Правила улаштування електроустановок, видання третє перероблене та доповнене. Київ, Мінпаливенерго України, 2012, 736 с.

29. Зорин В. В., Буйный Р. А., Иванько Д. О. Мероприятия по повышению эффективности режимов действующих распределительных электрических сетей. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2011. №2. С. 70-77.
30. Зорін В. В. Вирішення задач компенсації реактивної потужності методом не визначених множників Лагранжа. На правах рукопису.
31. Зорін В. В. Вирішення задач компенсації реактивної потужності методом покоординатного спуску. На правах рукопису.
32. Зорін В. В. Вирішення задач компенсації реактивної потужності методом динамічного програмування. На правах рукопису.
33. Костин В. Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики. СПб: СЗТУ, 2003. 120 с.
34. Арзамасцев Д. А. Введение в многоцелевую оптимизацию энергосистем: учебное пособие. Свердловск: изд. УПИ им. С. М. Кирова, 1984. 88 с.
35. Ногин В. Д. Принятие решений в многокритериальной среде. СПб: Физматлит, 2002. 176 с.
36. Подиновский В. В., Ногин Д. Д. Парето-оптимальные решения многокритериальных задач. М.: Наука, 1982. 256 с.
37. Гительсон С. М. Экономические решения при проектировании электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергия, 1971. 256 с.
38. Зорин В. В., Мацкевич Ю. М. Компенсация реактивной мощности в стояках высотных зданий. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. №1. С. 22-30.
39. Зорин В. В., Докийчук Н. А., Буйный Р. А., Перепеченый В. А. Модели и методы определения потерь мощности и электроэнергии в сетях 0,38 кВ высотных зданий при проектировании и эксплуатации. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2017. №1. С. 7-13.
40. ДБН В.2.5-23:2003 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ, Мінрегіонрозвитку та будівництва України,

2003, 131 с.

41. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1989. 176 с.

42. Шишкин С. А. Использование конденсаторов для компенсации реактивной мощности коммунально-бытовых нагрузок. *Электрик*. 2007. №6. С. 30-33.

43. Гавриш О. А. Розроблення стартап-проекту: методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 28 с.